

**PROPUESTA DE PROCEDIMIENTO PARA LA EVALUACIÓN DE LA
INTEGRACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS A LA RED ELÉCTRICA DE
MEDIA TENSIÓN CON BASE EN EL COMPORTAMIENTO DE LA TENSIÓN DE
ESTADO ESTABLE Y PÉRDIDAS DE ENERGÍA A PARTIR DE SIMULACIONES
DEL FLUJO DE CARGA**

DIEGO ANDRÉS GALVIS NEIRA



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
MAESTRÍA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
BUCARAMANGA
2018**

**PROPUESTA DE PROCEDIMIENTO PARA LA EVALUACIÓN DE LA
INTEGRACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS A LA RED ELÉCTRICA DE
MEDIA TENSIÓN CON BASE EN EL COMPORTAMIENTO DE LA TENSIÓN DE
ESTADO ESTABLE Y PÉRDIDAS DE ENERGÍA A PARTIR DE SIMULACIONES
DEL FLUJO DE CARGA**

DIEGO ANDRÉS GALVIS NEIRA

Trabajo de aplicación presentado como requisito parcial para optar al título de:
Magíster en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica

Director:

GERMAN ALFONSO OSMA PINTO
Doctor en Ingeniería – Área Ingeniería Eléctrica

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
MAESTRÍA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
BUCARAMANGA

2018

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	15
1. CONSIDERACIONES GENERALES	19
1.1 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	19
1.2 CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN FV Y PROYECCIÓN EN EL SIN	20
1.3 VARIABILIDAD DE LA IRRADIACIÓN SOLAR	23
1.4 EFECTOS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA SOBRE LA RED ELÉCTRICA	24
1.4.1 IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA TENSIÓN EN ESTADO ESTABLE.	24
1.4.2 IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA.....	25
1.5 SOFTWARE DE SIMULACIÓN	27
1.5.1 POWERFACTORY.	27
1.5.2 CÁLCULO DE LA POTENCIA GENERADA POR EL SISTEMA FOTOVOLTAICO EN POWERFACTORY.	28
2. CONSIDERACIONES PARA LA FORMULACIÓN DEL PROCEDIMIENTO PARA LA EVALUACIÓN DE PROYECTOS FV EN TÉRMINOS DE TENSIÓN Y PÉRDIDAS DE ENERGÍA.....	30
2.1 INDICADORES	30
2.2 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL AJUSTE DE DEMANDA POR TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN	32
2.3 CÁLCULO DE LA VARIABILIDAD DE LA IRRADIACIÓN SOLAR Y DEMANDA	35

2.3.1 CÁLCULO DE LA VARIABILIDAD DE LA DEMANDA DE UN OR COLOMBIANO.....	36
2.3.2 CÁLCULO DE LA VARIABILIDAD DE LA IRRADIACIÓN SOLAR.	37
2.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LA RESOLUCIÓN DE LOS DATOS DE IRRADIACIÓN SOLAR	38
3. PROCEDIMIENTO PROPUESTO PARA LA EVALUACIÓN SISTEMAS FV EN TÉRMINOS DE TENSIÓN EN ESTADO ESTABLE Y PÉRDIDAS DE ENERGÍA.	43
3.1 SOLICITUD DE CONEXIÓN.....	44
3.2 DEFINICIÓN DE REQUISITO DE ANÁLISIS.....	44
3.3 DETERMINACIÓN DE ESCENARIO DE IRS Y DEMANDA.....	45
3.4 CÁLCULO DE PROBABILIDADES DE OCURRENCIA PARA IRS Y DEMANDA.....	46
3.5 DETERMINACIÓN DE PROBABILIDADES DE OCURRENCIA CONJUNTA DE IRS Y DEMANDA.....	46
3.6 MODELADO ELÉCTRICO DEL SISTEMA FV Y SIMULACIONES DE FLUJO DE CARGA	48
3.7 CÁLCULO DE INDICADORES	48
3.8 ANÁLISIS DE RESULTADOS Y EMISIÓN DEL CONCEPTO.....	50
4. APLICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO EN TRES CASOS HIPOTÉTICOS DE ESTUDIO.....	51
4.1 PASO 1. SOLICITUD DEL PGDAD	52
4.2 PASO 2. REQUISITO DE ANÁLISIS SEGÚN CAPACIDAD INSTALADA	52
4.3 PASO 3. DETERMINACIÓN DE ESCENARIOS DE IRRADIACIÓN SOLAR ..	53
4.4 PASO 4. CÁLCULO DE PROBABILIDADES DE OCURRENCIA PARA IRRADIACIÓN SOLAR Y DEMANDA.....	53
4.5 PASO 5. DETERMINACIÓN DE PROBABILIDADES DE OCURRENCIA CONJUNTA DE IRRADIACIÓN SOLAR Y DEMANDA.....	54
4.6 PASO 7. CÁLCULO DE INDICADORES	55

4.7 PASO 8. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y EMISIÓN DEL CONCEPTO	55
5. CONCLUSIONES	57
6. TRABAJO FUTURO.....	59
CITAS BIBLIOGRÁFICAS.....	60
BIBLIOGRAFIA.....	68
ANEXOS	78

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Impacto del promedio de datos en pérdidas de la red.	27
Tabla 2. Máximas diferencias en tensión, pérdidas y cargabilidad entre el Caso 1 y Caso 2.....	35
Tabla 3. Variabilidad de la potencia activa bajo la perspectiva de resoluciones por promedios.	36
Tabla 4. Cantidad de datos por año y mes considerados para el análisis de variabilidad.....	37
Tabla 5. Variabilidad de la irradiación solar bajo la perspectiva de resoluciones por promedios y dato tomado horario.....	37
Tabla 6. Ejemplo para requisito de análisis por acumulación de capacidad instalada.....	45
Tabla 7. Tablas de probabilidades de ocurrencia	46
Tabla 8. Formato de resultados según la probabilidad conjunta de irradiación y carga.....	47
Tabla 9. Resumen de resultados para el caso base.....	51
Tabla 10. Aplicación de la ecuación 7 para los datos de irradiación solar de Bucaramanga (2002-2008).	53
Tabla 11. Probabilidades de ocurrencia de irradiación solar.....	53
Tabla 12. Probabilidades de ocurrencia de potencia activa.	54
Tabla 13. Probabilidades de ocurrencia de potencia activa.	54
Tabla 14. Resumen de resultados de indicadores para cada caso.....	55
Tabla 15. Resultados del indicador LLI sin asociar a probabilidad para el Caso 3	56
Tabla 16. Ejemplo de escalamiento de transformadores para una hora particular, continuación de propuesta Gallego <i>et al</i> [75].	82
Tabla 17. Ejemplo de escalamiento por energía para una hora particular.....	82

Tabla 18. Resultados de indicadores asociados a probabilidades de ocurrencia para la evaluación realizada del Caso 1.	93
Tabla 19. Resultados de indicadores asociados a probabilidades de ocurrencia para la evaluación realizada del Caso 2.	94
Tabla 20. Resultados de indicadores asociados a probabilidades de ocurrencia para la evaluación realizada del Caso 3.	95

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Capacidad instalada de energía solar en el mundo.	20
Figura 2. Capacidad instalada de energía solar en América del sur.	21
Figura 3. Capacidad instalada del SIN por tecnología.	21
Figura 4. Proyección de capacidad instalada en el SIN de generación eólica y generación solar FV.	22
Figura 5. Tendencias de costos de instalación de energía solar fotovoltaica a escala de servicios públicos en algunos países.	23
Figura 6. Comparación entre comportamiento de demanda e irradiación solar durante cuatro días.	24
Figura 7. Modelo general del sistema fotovoltaico en PowerFactory.	28
Figura 8. Particularidades según el modo de cálculo de potencia en PowerFactory.	29
Figura 9. Flujograma del proceso simplificado propuesto por Gallego <i>et al.</i> [75] y opcional de PowerFactory.	34
Figura 10. Curva ejemplo de potencia activa diaria para un OR colombiano en diferentes intervalos de tiempo.	36
Figura 11. Datos de irradiación solar por minuto de Bucaramanga del 24 de septiembre de 2014 desagregados en diferentes intervalos de tiempo.	40
Figura 12. Máximo error porcentual en tensión y pérdidas de energía acumuladas para las diferentes resoluciones analizadas.	41
Figura 13. Desviación de pérdidas técnicas en el horizonte de un día para diferentes niveles de penetración de energía y resoluciones.	42
Figura 14. Flujograma del procedimiento.	43
Figura 15. Cálculo de indicador asociándolo a la probabilidad de ocurrencia de cada rango.	49

Figura 16. Comportamiento de energía activa y reactiva para el circuito objeto de análisis y límite de energía para los PGDAD.	51
Figura 17. Descripción de los proyectos FV a evaluar.	52
Figura 18. Curvas características para usuario tipo residencial del OR estudiado.	80
Figura 19. Curvas características para usuario tipo comercial del OR estudiado ..	80
Figura 20. Curvas características para usuario tipo industrial del OR estudiado ...	81
Figura 21. Ilustración para el cálculo de energía base para posterior consolidación de curvas en unidades de consumo.	81
Figura 22. Símbolo del elemento FV y disposición en gráfico. Tomado de PowerFactory DigSilent.....	83
Figura 23. Configuración del módulo “Basic Data”. Tomado de PowerFactory DigSilent.....	84
Figura 24. Configuración del módulo “Load Flow”. Tomado de PowerFactory DigSilent.....	86
Figura 25. Integración de curvas en variables usando la opción “Time Characteristic...”. Tomado de PowerFactory DigSilent.....	87
Figura 26. Configuración de la simulación cuasi-dinámica. Tomado de PowerFactory DigSilent.....	89
Figura 27. Configuración de resultados de simulación cuasi-dinámica. Tomado de PowerFactory DigSilent.....	90
Figura 28. Configuración de “Curve Plot” y exportación de resultados. Tomado de PowerFactory DigSilent.....	91

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Cálculo de la potencia generada en PowerFactory por el sistema FV para el cálculo solar	78
Anexo B. Desagregación de demanda	80
Anexo C. Modelamiento eléctrico y herramienta simulación cuasi-dinámica en PowerFactory DigSilent.....	83
Anexo D. Resultados de los indicadores para los casos hipotéticos de generación FV evaluados.....	93

RESUMEN

TÍTULO: PROPUESTA DE PROCEDIMIENTO PARA LA EVALUACIÓN DE LA INTEGRACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS A LA RED ELÉCTRICA DE MEDIA TENSIÓN CON BASE EN EL COMPORTAMIENTO DE LA TENSIÓN DE ESTADO ESTABLE Y PÉRDIDAS DE ENERGÍA A PARTIR DE SIMULACIONES DEL FLUJO DE CARGA.

AUTOR: DIEGO ANDRÉS GALVIS NEIRA

PALABRAS CLAVE: Generación distribuida, procedimiento de evaluación, generación FV, pérdidas de energía, tensión en estado estable.

DESCRIPCIÓN:

Debido al desarrollo regulatorio colombiano para el fomento del uso de fuentes no convencionales de generación de energía, existe una posible integración destacada de generación FV y obliga a los OR a validar los estudios de conexión con el fin de impedir impactos negativos sobre la red. En consecuencia, este trabajo propone un procedimiento para la evaluación de los proyectos de generación FV en término de pérdidas de energía y tensión en estado estable a partir de simulaciones de flujo de carga.

La importancia de esta propuesta radica en la fácil implementación que representaría para los OR debido a la simplicidad de los cálculos, lo cual permite cumplir con los plazos de respuesta establecidos por la Resolución CREG 030 de 2018 y la calidad de la información obtenida, propendiendo por una integración conveniente a la red o una debida justificación para el caso de solicitudes improbadas y, de ser el caso, acordar con el cliente escenarios de generación que mejoran la viabilidad del proyecto.

Para la construcción del procedimiento se realizaron dos análisis de sensibilidades para la demanda y la irradiación solar. En el primer análisis, se revisaron dos opciones para desagregar la demanda del circuito. Para el segundo análisis se estudió el impacto de la inyección FV al usar diferentes resoluciones de toma de datos. Para las revisiones realizadas se utilizó el software PowerFactory DigSilent, por su gran acogida entre los diferentes agentes del SIN, de ahí que la propuesta se describa bajo el uso de este software.

Finalmente, el procedimiento se aplicó en tres proyectos hipotéticos de generación FV, empleando la irradiación solar de Bucaramanga (Santander, Colombia) y una red de distribución real de esta ciudad constituida por 819 nodos y 165 transformadores de distribución.

* Trabajo de aplicación

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Maestría en Sistema de Distribución de Energía Eléctrica.

Director: Phd. German Alfonso Osma Pinto.

ABSTRACT

TITLE: PROPOSAL OF PROCEDURE FOR THE EVALUATION OF THE INTEGRATION OF PHOTOVOLTAIC SYSTEMS TO THE MEDIUM VOLTAGE ELECTRICAL NETWORK BASED ON THE BEHAVIOR OF THE STABLE STATE VOLTAGE AND LOSS OF ENERGY FROM SIMULATIONS OF THE LOAD FLOW.

AUTHOR: DIEGO ANDRÉS GALVIS NEIRA

KEYWORDS: Distributed generation, evaluation procedure, PV generation, energy losses, stable state voltage.

DESCRIPTION:

Due to the Colombian regulatory development for the promotion of the use of unconventional sources of power generation, there is a possible significant integration of PV generation and forces the ORs to validate connection studies in order to prevent negative impacts on the network. Consequently, this work proposes a procedure for the evaluation of PV generation projects in terms of energy losses and stable state voltage from load flow simulations.

The importance of this proposal is in the easy implementation that it would represent for the OR due to the simplicity of the calculations, which allows compliance with the response deadlines established by CREG Resolution 030 of 2018 and the quality of the information obtained, probing by a suitable integration to the network or a justification for the case of improper requests and, if it is the case, recommend or agree with the client generation scenarios that improve the viability of the project.

For the construction of the procedure, two sensitivity analyzes were carried out for the demand and solar irradiation. In the first analysis, two options were reviewed to disaggregate the demand of the circuit. For the second analysis the impact of the PV injection was studied when using different data capture resolutions. The PowerFactory DigSilent software was used for the reviews carried out, due to its great reception among the different SIN agents, hence the proposal is described under the use of this software.

Finally, the procedure was applied in three hypothetical PV generation projects, using the solar irradiation of Bucaramanga (Santander, Colombia) and a real distribution network of this city consisting of 819 nodes and 165 distribution transformers.

* Application thesis

** Faculty of Physical-Mechanical Engineering, School of Electrical, Electronics and Telecommunications Engineering.
Master's Degree in Electric Power Distribution System.
Director: Phd. German Alfonso Osma Pinto.

INTRODUCCIÓN

El avance en políticas regulatorias para la promoción del desarrollo y uso de tecnologías no convencionales de generación de energía, como es el caso de la Ley 1715 de 2014 de Colombia [1], son los cimientos para la integración en la operación de la generación distribuida (GD) y autogeneración (AG). Con base en esta ley se ha avanzado en la construcción del marco legal y regulatorio, publicándose hasta el momento, los decretos 2469 de 2014 [2] y 348 de 2017 [3], como Políticas públicas en autogeneración a gran y pequeña escala respectivamente, y las resoluciones 024 de 2015 [4] y 030 de 2018 [5] con las cuales se regula la autogeneración y generación distribuida.

Si bien las políticas establecidas hasta el momento aplican para todas las tecnologías, el documento CREG-066 de 2017 [6] con el cual se soportó el proyecto Resolución 121 de 2017 (ahora Resolución vigente 030 de 2018), mencionan que la tecnología solar fotovoltaica (SFV) es la que tendrá la mayor acogida en la autogeneración a pequeña escala debido a sus costos y facilidad de instalación.

Ahora bien, estas disposiciones regulatorias proponen simplicidad en la conexión y contienen un componente económico que podría resultar interesante al público en general, de modo que dé lugar a un aumento en capacidad instalada de hasta 100 veces entre 2018 y 2023 para energía SFV [7].

Como consecuencia de la integración de sistemas de generación SFV, en general, generación distribuida y autogeneración, el sistema eléctrico actual podría experimentar diversos impactos, en la calidad de la potencia, la calidad del servicio, disminución en ingreso por ventas de energía no vendida, una operación inadecuada del sistema de protección y aumento en pérdidas de energía, entre otros [8]–[24].

En atención al posible incremento de estas fuentes de generación y los efectos que pueden ocasionar a la red, los operadores de red (en adelante OR's) tienen el reto de acoplar satisfactoriamente estas tecnologías renovables a su red eléctrica en los distintos niveles de tensión. De ahí surge la necesidad de establecer estrategias que permitan realizar las evaluaciones eléctricas y financieras con las que se pueda obtener el mejor beneficio o, al menos, asegurar que, si el impacto es negativo, sea despreciable o pueda ser controlado.

Asimismo, dentro del marco de la Resolución CREG 030 de 2018 y Resolución CREG 106 de 2006 [25], es obligación del OR responder los requerimientos de conexión de los potenciales generadores distribuidos o autogeneradores (en adelante PGDAD). En el caso que la solicitud superé los 100 kW es necesario que el PGDAD presente los correspondientes análisis de regulación de tensión y pérdidas de energía. Adicionalmente, la cuantificación de las pérdidas de energía cobra una importancia adicional, debido a que para los casos donde se superen los valores reconocidos, éstas podrán ser cobradas por el OR, previo acuerdo con el PGDAD y en el caso que las reduzca podrán ser consideradas dentro del ítem beneficios, según Resolución CREG 030 de 2018, Art. 11 y Art. 15 respectivamente.

Con el fin de ayudar a atender la necesidad descrita, este trabajo de aplicación propone un procedimiento³ que evalúe la afectación de la integración de sistemas FV, a partir del estudio del comportamiento de la tensión de estado estable y las pérdidas de energía en conductores.

La construcción de este procedimiento se realizó considerando la información disponible de un OR de Colombia, las características de la planeación eléctrica actual y la concepción de estudio simplificado de la Resolución CREG 030 de 2018. Con base en estos considerandos, se realizaron los análisis pertinentes que

¹ Entiendáse procedimiento como el conjunto de instrucciones que deben llevarse a cabo para la consecución de una actividad o producto.

permitieron escoger una estampa de tiempo⁴ adecuada para la adquisición de datos y sugerir una alternativa para la desagregación de demanda del alimentador en transformadores de distribución y clientes.

El aporte especial de este trabajo, es el análisis de escenarios y su probabilidad de ocurrencia que permite valorar la variabilidad conjunta de la demanda e irradiación solar aplicada por medio de indicadores de pérdidas de energía y tensión, previo cálculo de flujo de carga. De esta manera, se consigue resumir la cantidad de simulaciones sin perder de vista el impacto ocasionado por la variación intermitente del recurso solar o la carga del circuito.

Para la aplicación del procedimiento, se determinaron las probabilidades de ocurrencia de diversos escenarios de irradiación solar y demanda para un circuito de nivel de tensión II de la misma ciudad. La elección del circuito se realiza por ser representativo, al tener aproximadamente el promedio tanto en distancia como en nodos de todos los circuitos del OR que le corresponde. Los datos de irradiación solar considerados corresponden a la ciudad Bucaramanga, desde el 01 de enero de 2002 hasta el 31 de diciembre de 2008; mientras que los datos de potencia activa son del año 2017 (enero 1 hasta diciembre 31).

Por último, se emplearon tres proyectos hipotéticos de generación SFV sobre un circuito de MT de la ciudad de Bucaramanga. Dos de los escenarios analizados concuerdan con el límite establecido en la Resolución CREG 030 de 2018,

El modelado y simulación de la red eléctrica fue realizado en el software PowerFactory de DigSilent, dado que es el programa de flujo de carga usado por varios agentes del SIN. Particularmente, XM utiliza este software para evaluar las condiciones operativas y eléctricas del corto, mediano y largo plazo. Cabe resaltar

⁴ Entiéndase estampa de tiempo como el intervalo o paso de tiempo con el cual se adquieren los datos.

que este software ha sido usado para análisis similares, tal como lo muestran [8], [9], [24].

Este documento está organizado en 5 capítulos: El Capítulo 1 expone generalidades sobre la energía solar fotovoltaica; el Capítulo 2 presenta las consideraciones realizadas para la formulación del procedimiento y los análisis efectuados que soportaron la estructura de la metodología propuesta; en el Capítulo 3 describe el procedimiento propuesto en ocho pasos. Posteriormente, el Capítulo 4 presenta la aplicación del procedimiento establecido en el Capítulo 2, junto a los datos obtenidos en el Capítulo 3, para evaluar tres proyectos hipotéticos de generación SFV. Finalmente, el Capítulo 5 presenta los resultados, conclusiones, observaciones y trabajo futuro.

1. CONSIDERACIONES GENERALES

Este capítulo presenta conceptos relacionados con la energía solar fotovoltaica, la variabilidad del recurso solar, hallazgos en la literatura sobre impactos de la generación distribuida en tensión y pérdidas de energía y el uso específico del elemento “*ElmPvsys*” del software de simulación PowerFactory de DigSILENT.

1.1 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Para las tecnologías de energía renovable, exceptuando casos particulares como la energía geotérmica, el sol está implicando en toda la energía generada, convertida y utilizada [26],[27]. Es un recurso tan potente, que se estima que la cantidad de luz solar incidente en la superficie de la tierra en hora y media es suficiente para cubrir las necesidades energéticas de todo el mundo en un año [28].

En lo que corresponde a tecnologías de generación, la que representa mayor afinidad con el recurso solar, serían los sistemas solares fotovoltaicos (SFV), los cuales generan corriente continua a partir de la incidencia de irradiación solar sobre un elemento semiconductor [29],[30]. Están conformados por dos tipos de elemento, el panel FV transforma la irradiación solar en energía eléctrica en corriente continua y los inversores que transforman la energía eléctrica de continua a corriente alterna para atención de cargas aisladas o para inyección a la red eléctrica [30].

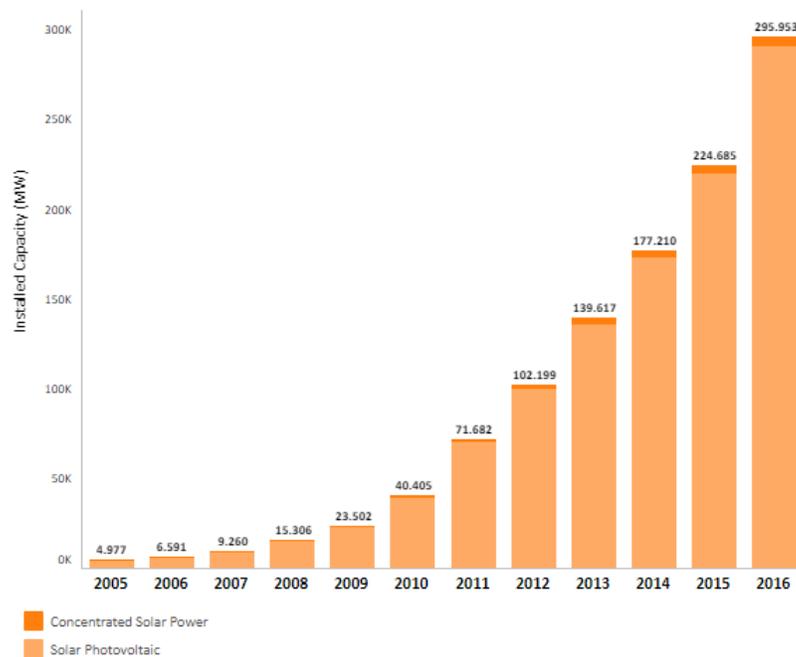
La energía eléctrica producida por un sistema SFV en un intervalo de tiempo está determinada por diversos factores como: potencia nominal de los módulos fotovoltaicos, cantidad de módulos e inversores, irradiancia incidente, temperatura de operación, eficiencia del panel, eficiencia del inversor y pérdidas (suciedad en los paneles FV, sombreadamiento y de efecto Joule, entre otros) [29], [31]. En la literatura existen modelos que permiten estimar el impacto de la mayoría de los

factores mencionados sobre la energía generada, lo cual se aborda en el Anexo A, que describe el cálculo de potencia generada, empleando la opción cálculo solar en el software PowerFactory de Digsilent para realizar cálculos solares.

1.2 CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN FV Y PROYECCIÓN EN EL SIN

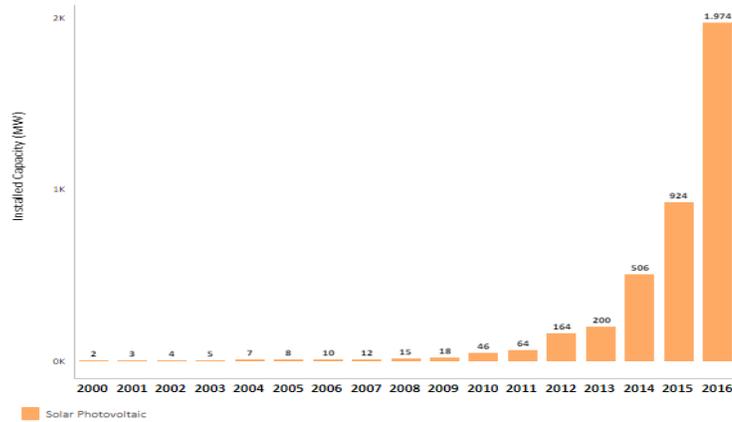
La capacidad instalada de generación solar ha aumentado, desde el año 2000 hasta el 2016, más de 230 veces a nivel mundial y aproximadamente 1000 veces en América del sur, tal como lo muestran las figuras 1 y 2, respectivamente [32].

Figura 1. Capacidad instalada de energía solar en el mundo.



Fuente: IRENA, “Solar energy,” Solar Energy Data, 2018. [Online]. Available: <http://www.irena.org/solar>. [Accessed: 03-Feb-2018].

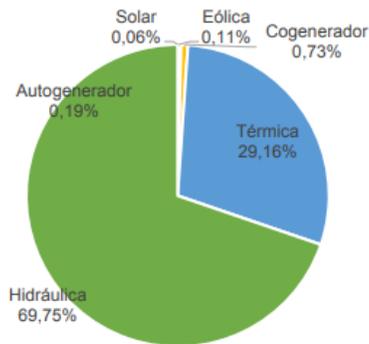
Figura 2. Capacidad instalada de energía solar en América del sur.



Fuente: IRENA, “Solar energy,” Solar Energy Data, 2018. [Online]. Available: <http://www.irena.org/solar>. [Accessed: 03-Feb-2018].

En lo que corresponde a Colombia, la energía solar actualmente constituye el 0,06% de la matriz energética nacional [33]; sin embargo, se proyecta un aumento de aproximadamente 100 veces entre 2018 y 2023, tal como muestran las figuras 3 y 4 [7].

Figura 3. Capacidad instalada del SIN por tecnología.



Fuente: XM S.A. E.S.P., “PARATEC,” 2018. [Online]. Available: <http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=capacidad>. [Accessed: 03-Feb-2018].

Figura 4. Proyección de capacidad instalada en el SIN de generación eólica y generación solar FV.

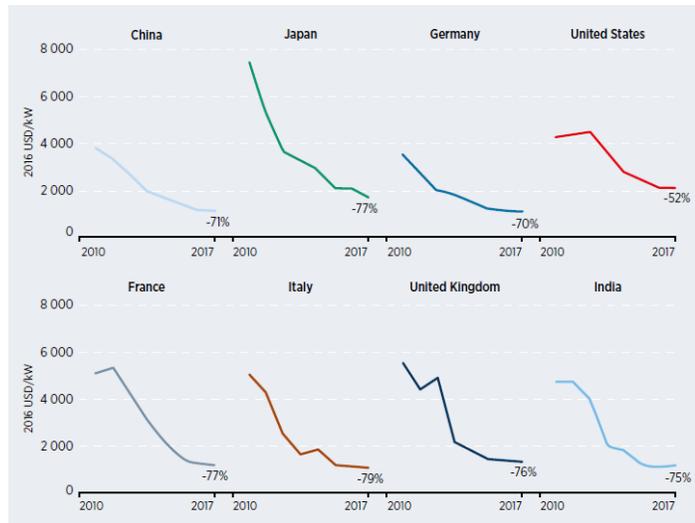


Fuente: XM S.A. E.S.P., “PROPUESTA DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA INTEGRACIÓN DE FUENTES DE GENERACIÓN NO SÍNCRONA AL SIN,” 2017.

El aumento de la capacidad instalada de esta tecnología se deberá principalmente a: (i) la modificación o creación de leyes, decretos, acuerdos y resoluciones que ofrezcan ventajas a este tipo de tecnologías, en el caso particular de Colombia con la Ley 1715 de 2014 y la Resolución CREG 030 de 2018 y (ii) la reducción en los costos de instalación de estos sistemas, como se evidencia en la

Figura 5 puede ser entre el 52%, para el caso de Estados Unidos y para el resto de países mostrados en la gráfica superior al 70%, alcanzándose un 79% para el caso de Italia [34].

Figura 5. Tendencias de costos de instalación de energía solar fotovoltaica a escala de servicios públicos en algunos países.



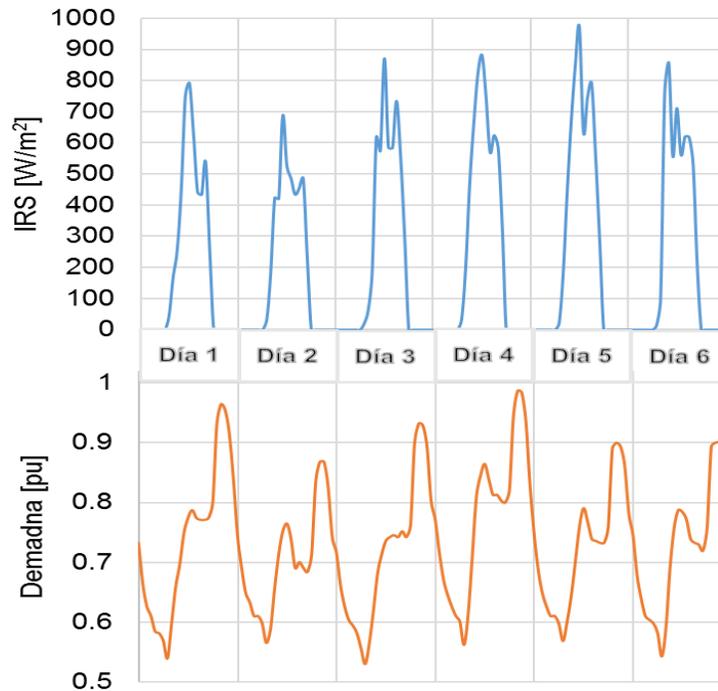
Fuente: IRENA, Renewable Power Generation Costs in 2017. 2018.

1.3 VARIABILIDAD DE LA IRRADIACIÓN SOLAR

Debido a que la generación FV depende de la disponibilidad del recurso solar en un lugar e instante de tiempo determinados, resulta complejo garantizar la cantidad de energía eléctrica en un instante dado [30]. Lo anterior se debe a que la potencia generada por el sistema FV variará conforme, la hora del día, la época del año, el clima, el tiempo y la región donde esté instalado [35]–[37].

La razón más destacable en los cambios abruptos de irradiación solar (en adelante IRS) se debe a las nubes [38]. Precisamente la aparición de éstas y la velocidad de su desplazamiento incurre en que la energía producida sea predecible pero variable [30]. Para visualizar esta variabilidad, la Figura 6 muestra el comportamiento de demanda e irradiación para 6 días diferentes y 6 días consecutivos respectivamente. Se evidencia que la IRS modifica su forma cada día sin importar que sean consecutivos; mientras que en demanda la curva conserva la misma tendencia.

Figura 6. Comparación entre comportamiento de demanda e irradiación solar durante cuatro días



1.4 EFECTOS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA SOBRE LA RED ELÉCTRICA

La generación solar FV o, en general, generación distribuida puede tener efectos positivos o negativos, los cuales pueden ser técnicos, sociales, económicos o ambientales. A continuación, se describen las consecuencias de su integración desde el punto de vista técnico, específicamente en términos de tensión en estado estable y pérdidas de energía.

1.4.1 Impacto de la generación distribuida en la tensión en estado estable. El impacto de la generación distribuida (GD) sobre la tensión ha sido estudiado recientemente en numerosas publicaciones [35], [38]–[54]. En términos generales y en particular para la tecnología SFV, las variaciones en la generación inyectada debido al desplazamiento de nubes y aparición de sombras adicionales, podrían causar elevaciones de tensión, fluctuaciones de tensión y flicker. Estos efectos

repercuten en mayor grado cuando la GD se concentra en los nodos más alejados desde la subestación en alimentadores ligeramente cargados de naturaleza radial [48].

En estudios más específicos, Essackjee *et al.* [40], estudiaron la relación entre el porcentaje de penetración y el tamaño de las unidades generadoras sobre la tensión a lo largo del alimentador sobre una red de 415 V de la república de Mauricio, encontrando que mientras más grande fuera la capacidad instalada de las unidades de generación distribuida, la posibilidad de inyección a la red disminuía. Por ejemplo, para la red que revisaron, el uso de unidades de generación de 4,35 kW permitía una inyección de 50% de energía, siendo este el punto donde las tensiones a lo largo del alimentador aún se mantienen dentro del rango permisible; mientras que aumentar la capacidad de las unidades de generación a 8,7 kW disminuye la inyección a 10%, luego de este valor algunos nodos del alimentador violarán los rangos permisibles de tensión.

Por otro lado, Shekeew *et al.* [51] añade la ubicación como variable a considerar para tener un óptimo comportamiento de la GD en la red eléctrica. Fan *et al.* [12] y Wang *et al.* [41] proponen indicadores que permiten cuantificar el efecto de las unidades generadoras sobre la red; mientras que Anvari *et al.* [36] revisa el impacto de las fluctuaciones de corta duración.

1.4.2 Impacto de la generación distribuida en las pérdidas de energía. En lo que respecta a pérdidas de energía, estudiar el impacto de la generación distribuida ha sido también de particular interés. Al igual que en tensión, Wang *et al.* [41] proponen tres indicadores para cuantificar el impacto en esta componente y los aplican en tres escenarios de GD para el sistema de pruebas de 33 nodos de la IEEE.

Zhao et al. [42] analizaron el efecto producido por la generación SFV en una red de distribución local de China, encontrando que el beneficio o perjuicio dependía de la ubicación y capacidad instalada, de este modo, considerando el mismo punto de instalación, al aumentar desde cero la potencia generada las pérdidas de la red empiezan a disminuir hasta llegar a un punto que comienzan a aumentar. Este punto vendría siendo en el momento que la generación produzca flujos inversos de potencia. Adicionalmente, este beneficio aumenta al conectar estas tecnologías en alimentadores o ramales con distancias grandes que demanden altas cargas.

Daud et al. [49] emplearon los sistemas de prueba de la IEEE con 13, 30 y 69 barras e integraron tres escenarios de generación SFV diferenciados en el nodo de ubicación: el primero asociado a una carga de demanda baja, el segundo en una carga de demanda media y el tercero en una carga de demanda alta. Para cada escenario se identificó el límite permisible de generación basado en las pérdidas del sistema. Adicionalmente, concluyó que la mejor ubicación era cerca de cargas con demanda alta, debido a que el sistema SFV podría asumir parcialmente o totalmente la carga, consiguiendo un aumento de tensión en los nodos próximos a su ubicación, reduciendo las transferencias entre líneas y de esta manera las pérdidas.

Widén et al. [56] empleó un modelo simplificado de red de 400 V, considerando que todos los usuarios disponían de sistemas SFV, analizó dos escenarios de generación utilizando promedios de 10 y 60 minutos. Los resultados de la red analizada en cuanto a pérdidas se muestran en la

Tabla 1. Si bien existe 1 kW de diferencia, el autor concluye que el uso de promedios tiene menor impacto en la potencia producida del sistema SFV que la demanda.

Tabla 1. Impacto del promedio de datos en pérdidas de la red.

Escenario FV	Pérdidas de la red (kWh)	
	10 min	60 min
Base	11	10
Caso A	9	8
Caso B	16	15

Tomado de: J. Widén, E. Wäckelgård, J. Paatero, and P. Lund, "Impacts of different data averaging times on statistical analysis of distributed domestic photovoltaic systems," *Sol. Energy*, vol. 84, no. 3, pp. 492–500, 2010.

1.5 SOFTWARE DE SIMULACIÓN

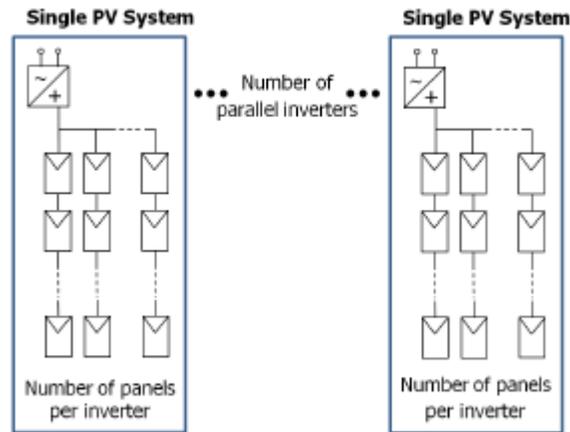
Son varios los programadas usados en la identificación de impactos asociados a generación solar fotovoltaica o en generación distribuida; entre ellos se destaca PowerFactory, Neplan, ATP, CYMDIST, ETAP y RSCAD [20], [57]–[71]. Para el desarrollo de este trabajo se empleó PowerFactory, debido al uso extensivo del software entre los agentes del SIN y por haber sido empleado en otros trabajos para el análisis del impacto de la generación distribuida, particularmente en términos de tensión y pérdidas de energía [8], [9], [24].

1.5.1 PowerFactory. PowerFactory es un software de la compañía alemana DlgSILENT, el cual cuenta con más de 25 años en el mercado en los campos de la generación, transmisión, distribución y redes eléctricas industriales [74].

En aplicaciones de distribución y generación distribuida, este software ofrece diversas herramientas y funciones tales como: simulación cuasi dinámica, modelaje de perfiles en diferentes resoluciones para carga y generación, bibliotecas predefinidas de cargas monofásicas, cargas trifásicas, perfiles de consumo y generación de energía y cálculo de potencia generada basada en la radiación solar [72].

1.5.2 Cálculo de la potencia generada por el sistema fotovoltaico en PowerFactory. El sistema fotovoltaico se puede estudiar en PowerFactory con el elemento “*ElmPvsys*”, el cual modela un arreglo de paneles FV conectados a la red por medio de un inversor, tal como muestra la Figura 7, dejando al usuario la opción de elegir el número de inversores en paralelo y el número de paneles FV por inversor, los cuales hacen parte de las características nominales del sistema FV, así como la conexión (3F o 1F), la potencia nominal y el factor de potencia [73].

Figura 7. Modelo general del sistema fotovoltaico en PowerFactory.

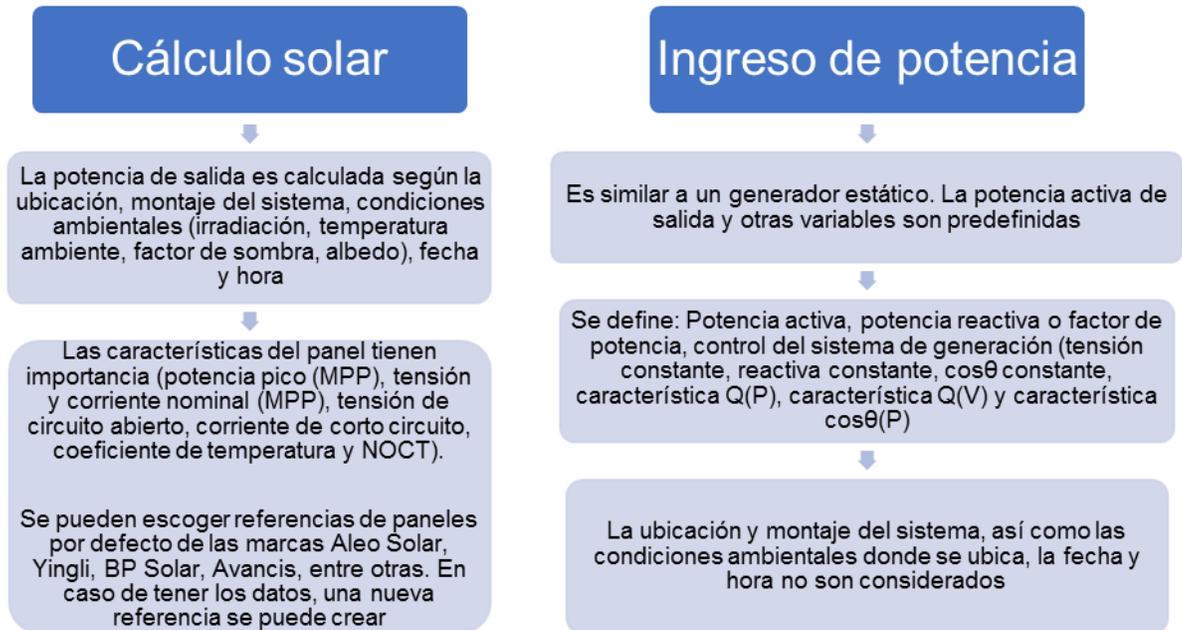


Fuente: DlgSILENT GmbH, “PV System,” in Technical Reference Documentation, Gomaringen: DlgSILENT GmbH, 2018, p. 21.

La

Figura 8 resume las particularidades del elemento “Pvsys”, según el modo de cálculo de potencia. Para este trabajo de aplicación se seleccionó el modo de potencia cálculo solar. De esta forma, se incluye una parametrización más completa del sistema FV y adicionalmente se considera la fecha y hora, los cuales permiten analizar diferentes estados o casos de simulación al utilizar la herramienta de simulación cuasi-dinámica.

Figura 8. Particularidades según el modo de cálculo de potencia en PowerFactory.



2. CONSIDERACIONES PARA LA FORMULACIÓN DEL PROCEDIMIENTO PARA LA EVALUACIÓN DE PROYECTOS FV EN TÉRMINOS DE TENSIÓN Y PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Este capítulo analiza los parámetros que pueden impactar de manera significativa la evaluación de proyectos de generación solar, tal como la resolución y la desagregación de la demanda del alimentador en sus correspondientes transformadores de distribución. Adicionalmente, se describen los indicadores encontrados en la literatura empleados en la cuantificación del impacto en tensión y pérdidas de energías para inyección de GD

2.1 INDICADORES

La referencia de la tensión en estado estable se tomó de la Resolución CREG 025 de 1995 (Código de Redes), la cual especifica que la máxima variación de tensión en estado estable para barras de nivel II debe estar entre el 90% y el 110% de la tensión nominal [74].

Debido a que se evalúan n barras o nodos, no es suficiente tener un valor de tensión y pérdidas de energía por elemento para indicar qué tan perjudicial o beneficioso será el escenario de inyección de energía estudiado. Debido a lo anterior, se realizó la revisión de diversas publicaciones científicas ([9], [23], [39], [41], [42], [44], [49], [51], [53], [62], [68]) y se encontró que el uso de indicadores es una tendencia para la evaluación del impacto de integración de generadores distribuidores. Específicamente, se optó por tomar el conjunto de indicadores propuestos por J. Wang *et al.* [41], porque son de fácil cálculo e interpretación y adicionalmente permiten una evaluación individual y comparativa (respecto al caso base) del proyecto. No obstante, se decidió modificar los indicadores VQR y LLI, el primero para que permitiera comparaciones entre los escenarios con y sin GD. Mientras que

la modificación de LLI se realiza para obtener la diferencia porcentual entre los casos con y sin GD.

Los indicadores para evaluar la tensión en estado estable son: (i) Tasa de calificación de tensión, (ii) Máxima desviación de tensión y (iii) Máxima fluctuación de tensión; y los indicadores para evaluar las pérdidas de energía son: (i) Pérdidas de energía en conductores, (ii) Tasa de distribución de pérdidas de energía y (iii) Mejoría de pérdidas de energía.

- Tasa de calificación de tensión (VQR)

El VQR es la diferencia de la cantidad de nodos⁵ con tensión dentro del rango permitido sin GD ($Nqwo$) y con GD (Nqw). Es decir, para cada escenario de operación, Nq es la cantidad de nodos que están operando entre el 90% y 110% de la tensión nominal.

$$VQR = Nqwo - Nqw \quad (1)$$

- Máxima desviación de tensión (VD)

El VD se calcula para el sistema y se interpreta cómo la diferencia porcentual máxima entre la tensión del nodo i (Ui) y su tensión nominal (Uni). De una manera más detallada, para cada nodo se debe calcular la diferencia porcentual de tensión de operación y tensión nominal; donde VD es el máximo de los valores calculados.

$$VD = \max \frac{|Ui - Uni|}{Uni} \cdot 100\% \quad (2)$$

- Máxima fluctuación de tensión (VF)

El VF se calcula para cada nodo y se define como la máxima diferencia entre la tensión del nodo con y sin la inyección de GD. Al igual que el anterior indicador, en

⁵ Se aclara que nodo hace referencia a los apoyos que conforman el circuito.

cada nodo se calcula la diferencia entre la tensión de operación del escenario con GD y el escenario base (sin GD), siendo VF el máximo de estos valores.

$$VF = \max(U_{wi} - U_{woi}) \quad (3)$$

- Pérdidas de energía en conductores (LL)

LL es la sumatoria de las pérdidas de potencia activa en todos los tramos de red.

$$LL = \sum LLi \quad (4)$$

Siendo LLi las pérdidas de energía en el conductor del tramo i.

- Tasa de distribución de pérdidas de energía (LLDR)

LLDR se define como la razón entre la diferencia de las pérdidas con (LLw) y sin (LLwo) la inyección de GD en referencia a la capacidad de generación del GD (P_{DG}).

$$LLDR = \frac{LLwo - LLw}{P_{DG}} \quad (5)$$

- Mejoría de pérdidas de energía (LLI)

LLI es definido como la relación entre el total de pérdidas del conductor sin y con generación distribuida.

$$LLI = 1 - \frac{LLw}{LLwo} \quad (6)$$

2.2 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL AJUSTE DE DEMANDA POR TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN

Para evaluar el posible error asociado a la desagregación de la demanda del alimentador en sus transformadores de distribución, se revisó la propuesta de Gallego *et al.* [75] y la opción de PowerFactory denominada “Escarlar carga del alimentador”, esta última la emplean OR’s en algunos procesos de alta sensibilidad como coordinación de protecciones.

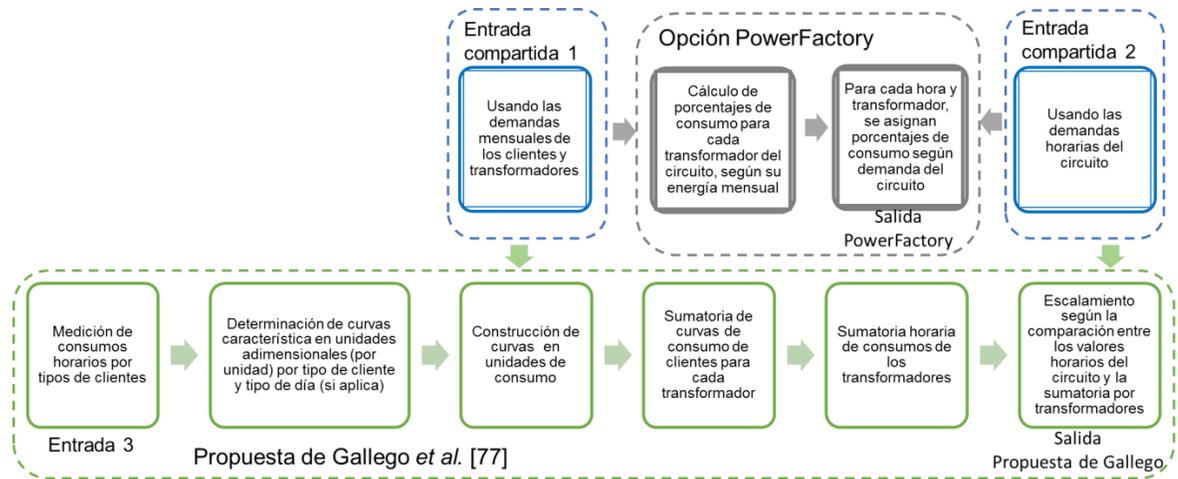
Gallego *et al.* [75] proponen obtener las curvas representativas en por unidad por clase de usuario (Ejemplo: residencial, industrial y comercial), divididos en subclase (según el consumo) y a su vez para tres tipos de días (Ejemplo: ordinario, sábado y festivo o domingo). Luego, para cada cliente, según la curva que lo represente y el consumo mensual, se obtiene la curva en valores dimensionales, por ejemplo, kWh. Los valores obtenidos son sumados según el transformador de distribución que les corresponda para obtener los valores de energías de éstos. Por último, se suman los valores de los transformadores de distribución y se compara con la demanda de energía del alimentador. Dicha relación sirve para corregir los valores obtenidos “aguas-abajo”.

En lo que corresponde a “Escalar carga del alimentador” de PowerFactory, dada una potencia del alimentador (P_a), todos los transformadores de distribución toman un porcentaje de esa carga, correspondiente a su capacidad instalada o cualquier otro parámetro que se elija (energía, cantidad de usuarios, etc).

La

Figura 9 muestra el flujograma simplificado para las dos opciones descritas. Los recuadros verdes son entradas o actividades necesarias para el caso de Gallego *et al.* [75] y los grises para PowerFactory DigSilent. Como se puede observar en la gráfica la propuesta de Gallego *et al.* [75] requiere tres entradas: Medición de consumos horarios por tipo de cliente, demandas mensuales de transformadores y demandas horarias del circuito. Las últimas dos son requeridas también en el cálculo que realiza el software. En ese orden ideas, los métodos no están integrados, pero sí comparten dos insumos o entradas, identificados por medio de los recuadros azules.

Figura 9. Flujograma del proceso simplificado propuesto por Gallego *et al.* [75] y opcional de PowerFactory



Para comparar las metodologías se utiliza un circuito de un OR colombiano que cuenta con 14 transformadores de distribución para un total de 98 clientes. Los cálculos para cada metodología se muestran en el **Anexo B** (por confidencialidad se muestran en por unidad).

Para la obtención de resultados del Caso 1 (propuesta de Gallego *et al.* [75]) y el Caso 2 (carga escalada según la capacidad instalada del transformador de distribución), se utilizó la herramienta de simulación cuasi-dinámica para realizar las simulaciones de flujo de carga para cada hora de tres tipos de días, ordinario, sábado y domingo. La Tabla 2 muestra las máximas diferencias porcentuales encontradas al comparar cada hora de los 3 días en lo que corresponde a cargabilidad del tramo de red más cargado y tensión en los 113 nodos*, por fase. El mismo cálculo se hizo para las pérdidas totales de energía, es decir las correspondientes a las 72 horas y su resultado se visualiza también en esta tabla.

* En el modelo empleado entiéndase nodo por cada apoyo o estructura, y así mismo si en el apoyo hay más de una conexión, cada punto de conexión se representa como un nodo adicional.

Tabla 2. Máximas diferencias en tensión, pérdidas y cargabilidad entre el Caso 1 y Caso 2

Tensión	Pérdidas totales de energía	Cargabilidad
0,09%	7,83%	10,17%

Con los resultados obtenidos no es posible definir cuál es la mejor metodología para desagregar la demanda del alimentador o circuito en los transformadores de distribución que lo componen. Para esta actividad se requeriría realizar medidas en sitios, para de esta manera tener una referencia con la que se puedan contrastar los resultados. Sin embargo, la similitud entre los resultados encontrados permite escoger ya sea la opción encontrada en la literatura o la que ofrece PowerFactory DigSilent. Atendiendo la necesidad de elegir una metodología, la premisa de estudio simplificado de la Resolución CREG 030 de 2018 y los plazos establecidos en esta resolución para responder las solicitudes de conexión, se opta por emplear el que automáticamente calcula el software, debido a que precisamente requiere menor tiempo para el desarrollo de esta actividad.

2.3 CÁLCULO DE LA VARIABILIDAD DE LA IRRADIACIÓN SOLAR Y DEMANDA

Actualmente, la unidad mínima de tiempo empleada en el planeamiento eléctrico es una hora, y en torno a esto los OR's registran sus variables en esa resolución de tiempo. Sin embargo, es posible que debido a la variabilidad de la irradiación solar y la demanda sea necesario reducir este intervalo de tiempo.

Para abordar esta hipótesis es preciso inicialmente determinar cuánto es esta variación. En este propósito se optó por calcular los parámetros estadísticos rango y desviación estándar relativa para los promedios de 5 minutos, 10 minutos, 30 minutos y 60 minutos, partiendo de una base de datos de 1 minuto. Para ilustrar esto, el valor de las 11:05 corresponde al promedio de los valores registrados a las 11:00, 11:01, 11:02, 11:03 y 11:04.

La descripción de los datos empleados y los resultados de los cálculos se muestran en las secciones 2.3.1. y 2.3.2. para demanda e irradiación respectivamente.

2.3.1 Cálculo de la variabilidad de la demanda de un OR colombiano. El análisis para demanda de energía se realiza con los datos por minuto del 02 de marzo de 2018 de un OR. La Figura 10 presenta las curvas resultadas para cada intervalo de tiempo de muestreo y la

Tabla 3 relaciona los valores de mayor variabilidad para cada subperíodo o período analizado.

Figura 10. Curva ejemplo de potencia activa diaria para un OR colombiano en diferentes intervalos de tiempo.

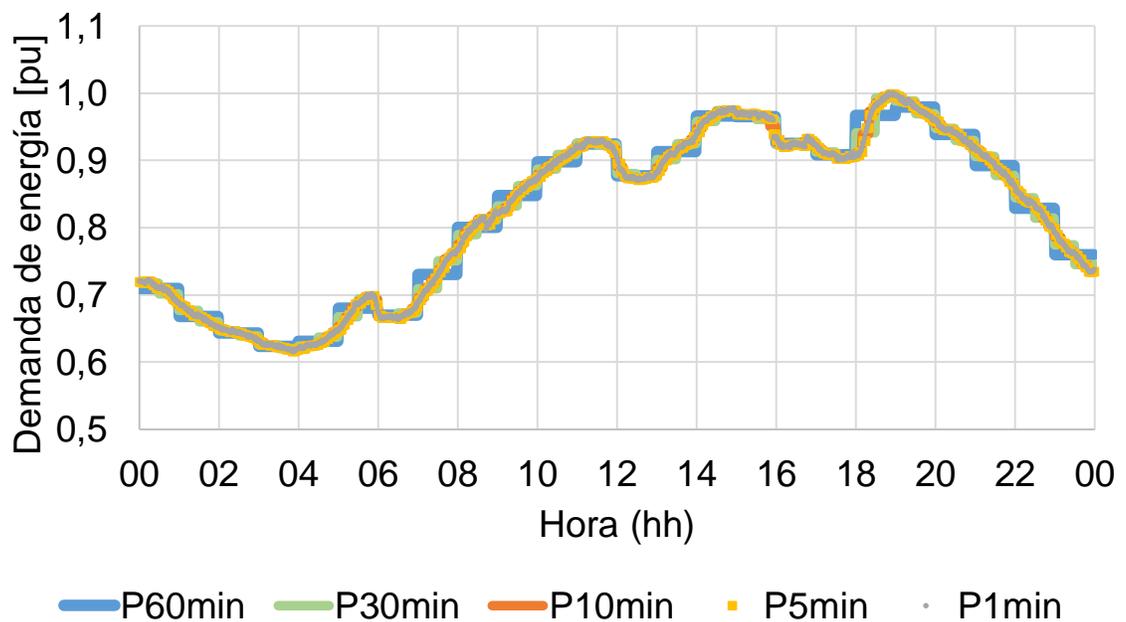


Tabla 3. Variabilidad de la potencia activa bajo la perspectiva de resoluciones por promedios.

Intervalo de datos	Límite mínimo	Límite máximo	Máxima desviación relativa
5 min	98.589%	102.209%	1.238%
10 min	97.662%	101.731%	1.519%
30 min	96.371%	104.271%	2.867%

60 min	93.791%	105.032%	3.361%
--------	---------	----------	--------

La Figura 10 y la

Tabla 3 permiten evidenciar que a medida que el tamaño del paso de tiempo o rango se incrementa, los datos se desviarán más de su promedio. Sin embargo, también se observa que incluso para muestras promedios cada 60 minutos la tendencia y magnitud respecto a los datos originales por minuto se mantiene al punto que la desviación es menor de 4%. Por lo tanto, en demanda de energía no es necesario considerar una resolución menor a la horaria.

2.3.2 Cálculo de la variabilidad de la irradiación solar. En lo que corresponde a irradiación solar, se realizó un ejercicio similar, tomando en este caso los valores en la ciudad de Bucaramanga desde las 06:00 horas hasta las 17:59 horas para diferentes años y meses. Adicionalmente se analizó el valor dato tomado horario, el cual es el dato que el medidor registre para cada hora en el minuto cero. La cantidad de datos considerados se pueden observar en la Tabla 4 y los resultados del análisis en la Tabla 5. Para los meses donde no se especifica la cantidad de datos empleados, se debe a que las mediciones que se realizaron en esos momentos no emplearon intervalos de 1 minuto, de ahí la ausencia de estos.

Tabla 4. Cantidad de datos por año y mes considerados para el análisis de variabilidad.

Año/mes	feb	abr	sep	oct	nov	dic	Total
2011	5556	--	--	--	--	--	5556
2014	--	--	9051	4464	4320	6328	24163
2015	--	2377	--	--	--	--	2377
Total	5556	2377	9051	4464	4320	6328	32096

Tabla 5. Variabilidad de la irradiación solar bajo la perspectiva de resoluciones por promedios y dato tomado horario.

Intervalo de datos	Límite mínimo	Límite máximo	Máximo (Desviación/promedio)
5 min	20,0%	426,5%	223,6%
10 min	16,0%	615,7%	218,9%
30 min	6,7%	2322,2%	380,6%

60 min	17,3%	9983,3%	175,9%
Dato tomado horario	0,0%	30300,0%	693,5%

Los resultados de las tablas 3 y 5 muestran la cantidad de información que se podría estar perdiendo en los peores escenarios. En ese orden de ideas, por ejemplo, para la irradiación solar en intervalos de 5 minutos, es posible que usando promedios se subdimensionen el fenómeno en un 20% o por el contrario se sobredimensionen en 426%, y así mismo dentro del conjunto de datos promediados se podría esperar una desviación de hasta 223%

De acuerdo a lo anterior, el dato tomado horario es dentro de las formas evaluadas la peor para adquirir datos en lo que corresponde a pérdida de información. Lo anterior es lógico, porque se podría obtener un cero en el momento donde precisamente el desplazamiento de una serie de nubes afectó notablemente la irradiación, pero de corta duración y por otro lado se podría obtener un valor pico para una hora que estuvo la mayor parte del tiempo afectada por la nubosidad. De ahí que se pueda obtener un valor de 303 W/m², para una hora que en varios periodos alcanzó valores de 1 W/m².

Reconociendo que el dato tomado horario no es la mejor forma de adquisición de datos, el paso siguiente es establecer la más indicada. En este punto, si se considera sólo el rango, se evidencia que, al aumentar el intervalo de tiempo promedio, el rango o información omitida (Límite máximo-Límite mínimo) aumenta, sin embargo, el intervalo más pequeño, es decir 5 minutos evidencia una pérdida de información importante 406,5%. Por otro lado, la desviación no muestra una tendencia entre los intervalos de tiempo, siendo la menor, el promedio de 60 de minutos con 175,9%.

2.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LA RESOLUCIÓN DE LOS DATOS DE IRRADIACIÓN SOLAR

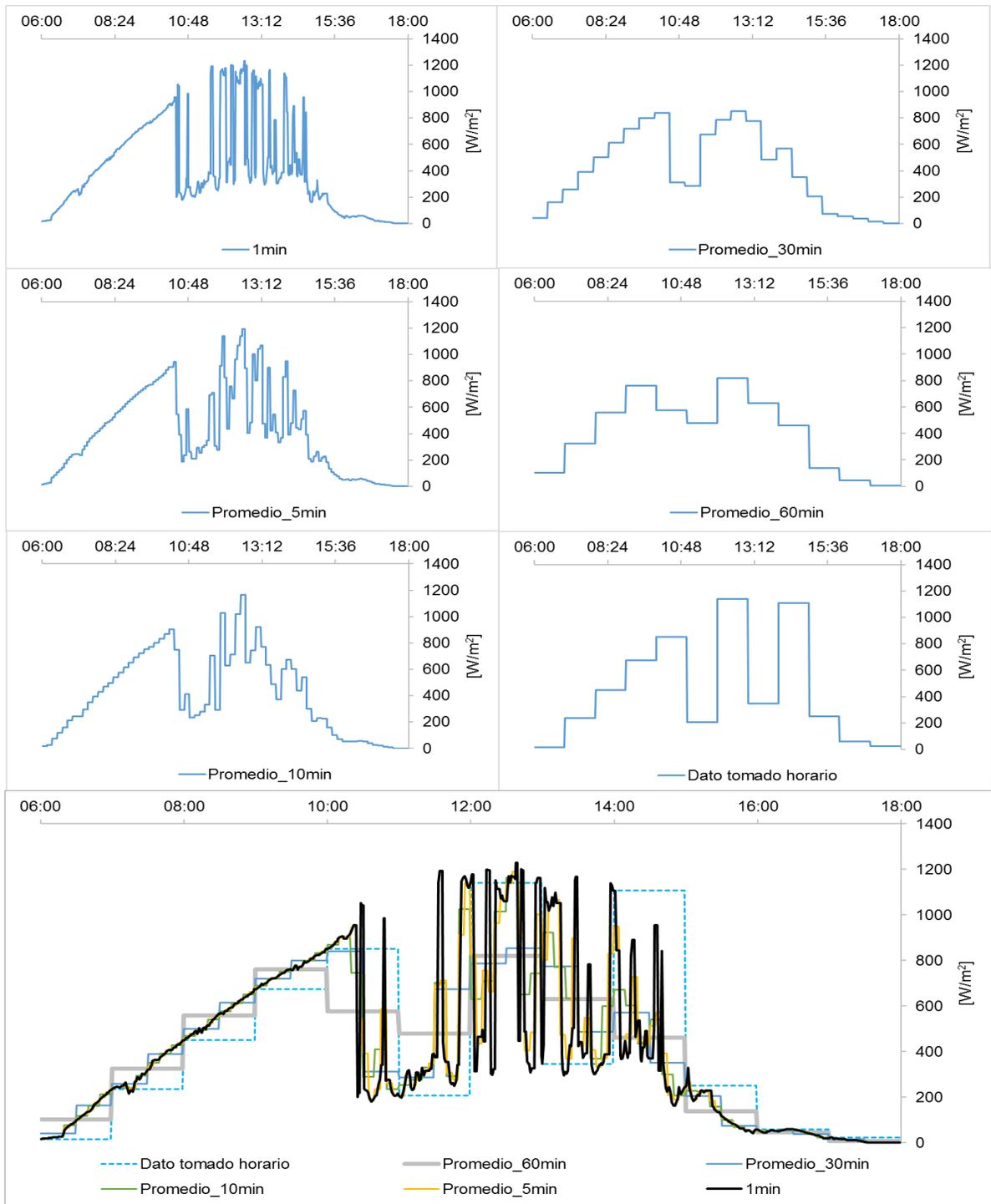
Es evidente que, dentro de los intervalos evaluados de irradiación solar, existe una pérdida de información importante, no obstante, eso no prueba que el impacto en pérdidas de energía y tensión sea sesgado en la misma forma. Para verificar el impacto que tiene la variabilidad de la irradiación solar, se usó el mismo circuito del numeral 2.2., al cual se le integró una unidad de generación FV por cada ramal, para un total de cuatro unidades.

En cada unidad FV se usó los datos de irradiación solar de Bucaramanga para un día con datos completos por minuto desde las 06:00 horas hasta las 17:59 horas. Estas unidades se simulan con una capacidad instalada igual, de forma que entre ellas suman el 50% de la energía mínima demandada por el circuito en los períodos de horas sol. Lo anterior considerando que es el límite vigente establecido por la resolución CREG 030 de 2018 en cuanto energía inyectada se refiere. Dada la poca variabilidad que representa la demanda del circuito, la resolución empleada es por hora; mientras que para la irradiación solar se hicieron las evaluaciones para 1 minuto, 5 minutos, 10 minutos, 30 minutos y 60 minutos.

La

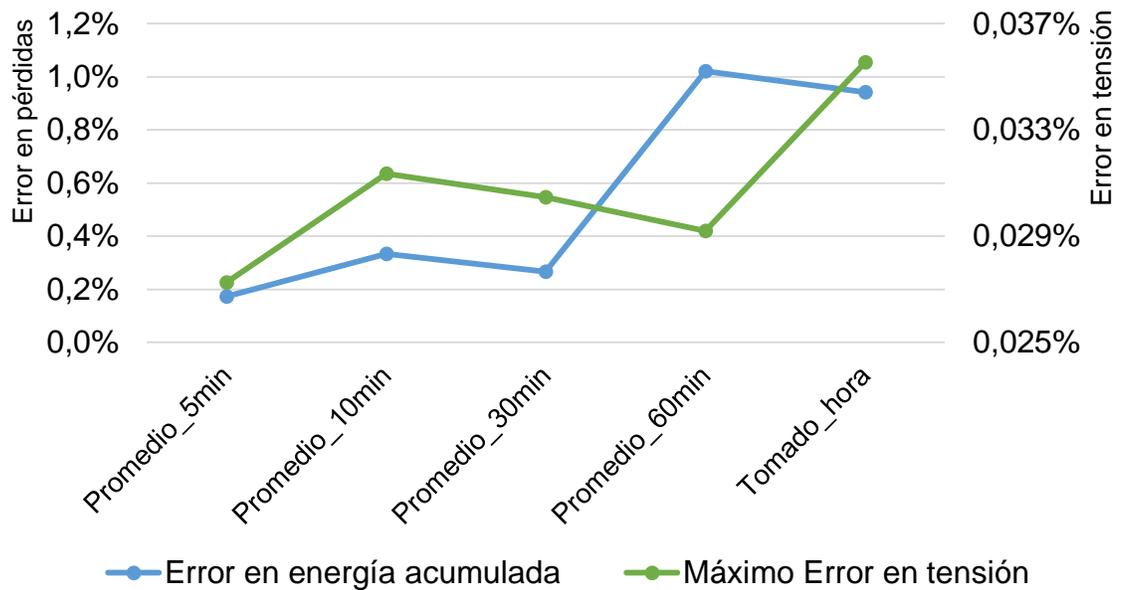
Figura 11 muestra los datos de irradiación solar empleados para el análisis. Estos datos obedecen a los datos tomados el 25 de septiembre de 2014 en intervalos de 1 minuto. Los datos fueron agregados en resoluciones de 5 minutos, 10 minutos, 30 minutos y 60 minutos considerando promedios aritméticos, como ya se explicó; también se analizó el dato tomado horario. La diferencia entre el dato promediado de 60 muestras por minuto para una hora y el dato tomado horario, se debe al sistema dispuesto para la adquisición de datos, dado que es posible que esté configurado para tomar datos cada hora o permita la opción de calcular un dato cada hora según los valores promediados de la estampa de tiempo que se elija.

Figura 11. Datos de irradiación solar por minuto de Bucaramanga del 24 de septiembre de 2014 desagregados en diferentes intervalos de tiempo.



De acuerdo a las consideraciones anteriores, la Figura 12 resume las comparaciones encontradas en términos de tensión y pérdidas de energía, considerando como referencia los resultados obtenidos al realizar la simulación de flujo de carga en pasos de 1 minuto.

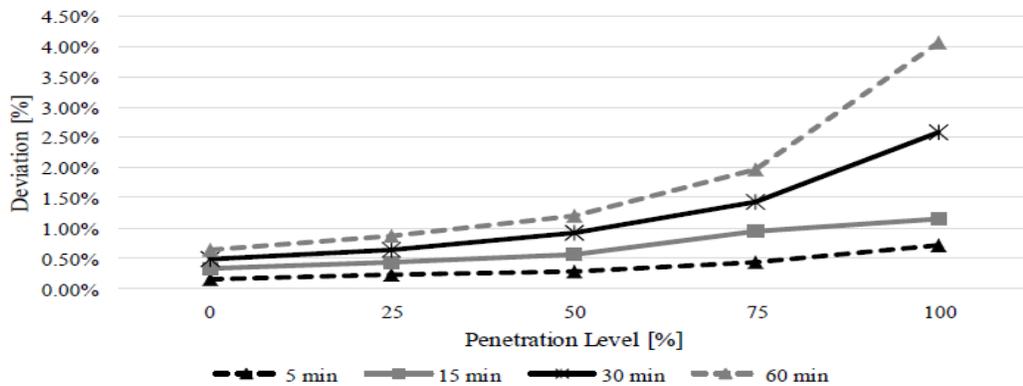
Figura 12. Máximo error porcentual en tensión y pérdidas de energía acumuladas para las diferentes resoluciones analizadas



Los resultados encontrados en este trabajo son coherentes con el análisis ejecutado por *Andrade et al* [76] (ver

Figura 13), considerando que para un nivel de penetración del 50%, los errores en pérdidas para ambos casos varían entre el 0% y 1,5% según la resolución empleada. Adicionalmente, los autores encontraron que incluso para el escenario más crítico, es decir, penetración del 100% y cálculos con datos horarios, el error no supera el 4%.

Figura 13. Desviación de pérdidas técnicas en el horizonte de un día para diferentes niveles de penetración de energía y resoluciones.



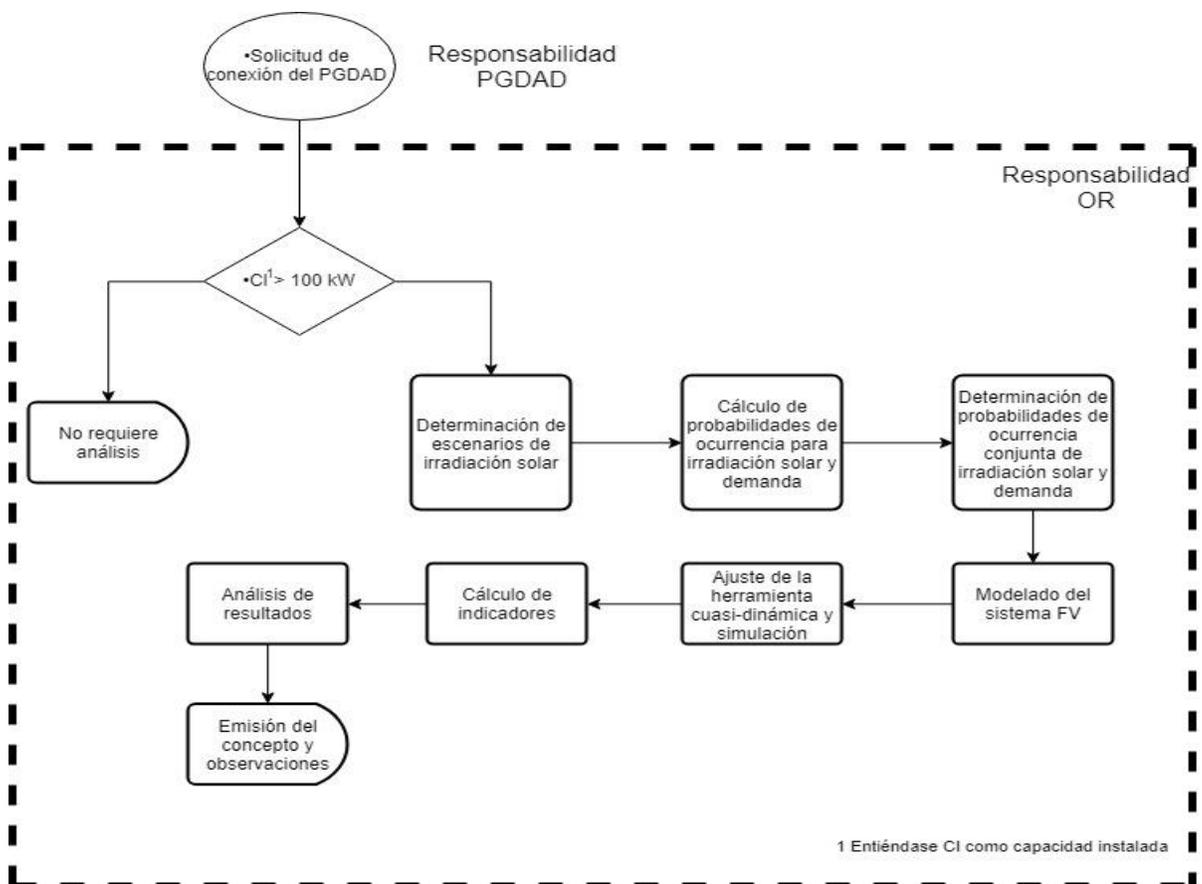
Fuente: J. Andrade, R. Torquato, and W. Freitas, “A granular Monte Carlo based methodology to estimate PV generation impacts on the utility long-term energy planning,” 2015 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Lat. Am. (ISGT LATAM), pp. 119–124, 2015.

En consecuencia, se mostró en el caso de estudio analizado que la resolución horaria puede ser empleada para el cálculo de pérdidas de energía y tensión en estado estable. De esta forma, no es necesario cambiar la estructura de períodos horarios del planeamiento eléctrico, y es posible ahorrar tiempo significativo en la disminución de escenarios a simular.

3. PROCEDIMIENTO PROPUESTO PARA LA EVALUACIÓN SISTEMAS FV EN TÉRMINOS DE TENSIÓN EN ESTADO ESTABLE Y PÉRDIDAS DE ENERGÍA

El procedimiento inicia con la entrega del formato de solicitud de conexión del PGDAD⁶ y termina con el concepto aprobado o improbadado por parte del OR, para un total de 8 pasos resumidos en la Figura 14 y detallados a continuación:

Figura 14. Flujograma del procedimiento.



⁶ Potencial generador distribuido o autogenerador

3.1 SOLICITUD DE CONEXIÓN

El PGDAD deberá diligenciar el formato que exija el OR correspondiente, el cual como mínimo requiere la siguiente información: Número de cuenta, características eléctricas de los paneles FV (o al menos uno de ellos), ubicación (coordenadas geográficas) y cantidad de paneles FV. Los datos de irradiación solar y proyecciones de demanda son opcionales.

3.2 DEFINICIÓN DE REQUISITO DE ANÁLISIS

Considerando la capacidad instalada total del sistema FV informada por el PGDAD y lo establecido en la Resolución CREG 030 de 2018, a su vez soportada por el documento CREG “D-066- AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA” [6], las conexiones menores a 100 kW no requieren análisis de regulación de tensión y tampoco estudios sobre el efecto en las pérdidas de energía, sin embargo en casos de requerir conocer el impacto en estas conexiones el procedimiento puede ser empleado. No obstante, se deberá realizar un estudio sobre el nivel de tensión para los casos en los cuales las solicitudes y las conexiones actuales (incluye toda generación distribuida sin distinción de su recurso) acumulen 100 kW de capacidad de instalada sobre algún nodo.

Para mayor entendimiento, la

Tabla 6 muestra un ejemplo, para el cual el número de solicitud de conexión está ordenado según la fecha de la solicitud, de este modo el número 1 es la más antigua; mientras que la solicitud 7 la más actual. Para el ejemplo, ninguna de las solicitudes supera los 100 kW; pero, después de la quinta solicitud la capacidad instalada entre lo existente y proyectado supera dicho valor. De este modo cualquier solicitud de conexión luego de la quinta, indiferente de su capacidad instalada individual requerirá los análisis correspondientes a tensión y pérdidas de energía.

Tabla 6. Ejemplo para requisito de análisis por acumulación de capacidad instalada.

Número de solicitud de conexión	Cuenta número	Existente (E) / Solicitada (S)	Asociado al transformador de nivel 1 de tensión número	Capacidad instalada (kW)	
1	XYZ	E	ABC-100	20	
2	XXX	E	ABC-100	20	
3	ZZZ	E	ABC-100	30	
4	YZX	E	ABC-100	30	
5	YYY	S	ABC-100	10	Total: 100 kW
6	XYY	S	ABC-100	1	
7	YXX	S	ABC-100	30	

3.3 DETERMINACIÓN DE ESCENARIO DE IRS Y DEMANDA

Considerando el Art. 9.1 de la Resolución CREG 015 de 2018⁷, el cual sugiere 3 períodos de carga: Mínimo para porcentajes de cargas menores o igual a 75%, Medio para porcentajes de carga mayores a 75% y menores o iguales a 95%, Máximo para los restantes. El OR establecerá las probabilidades de ocurrencia para cada período horario desde las 06:00 horas hasta las 18:00 horas considerando la carga de su último año.

En lo que corresponde a irradiación solar, es requisito que el OR valide la información empleada para sus análisis, ya sea entregada por el usuario o de alguna otra fuente externa.

Haciendo uso de estos datos, se obtendrán los rangos según los valores máximo, mínimo de la muestra y la desviación estándar de la muestra considerando la ecuación 7:

$$N = \left(\frac{Max(datos) - Min(datos)}{desviación(datos)} \right) \quad (7)$$

Donde N define la cantidad de rangos. En caso de ser decimal se aproxima a su entero correspondiente.

⁷ Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional.

3.4 CÁLCULO DE PROBABILIDADES DE OCURRENCIA PARA IRS Y DEMANDA

Para el cálculo de probabilidades, para cada período del día y en cada rango se usa la ecuación 8.

$$P_{t,r} = \frac{C_{t,r}}{C_t} * 100\% \quad (8)$$

Dónde:

P_{t,r}: Probabilidad de ocurrencia para el rango (de irradiación o demanda) r en la hora t.

C_{t,r}: Cantidad de datos en el rango r para la hora t.

C_t: Cantidad de datos en la hora t.

De esta forma se obtendría una tabla de probabilidades de ocurrencia para demanda de potencia en por unidad y otra para irradiación solar

Tabla 7. Tablas de probabilidades de ocurrencia

Carga [PU]	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
[0-0.75]	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%
(0.75-0.95]	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%
(0.95-1.00)	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%

a) Demanda de potencia en por unidad

IRS	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Rango 1	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%
Rango 2	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%
...	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%
Rango N	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%

b) Irradiación solar

3.5 DETERMINACIÓN DE PROBABILIDADES DE OCURRENCIA CONJUNTA DE IRS Y DEMANDA

Con los datos obtenidos, opcionalmente se podría simular cada escenario posible (escenarios de demanda=3) x (escenarios de irradiación=N) x (horas sol=12), para un total de mínimo 36 escenarios, donde para este caso sólo se habría abordado un escenario de irradiación solar. Con el objetivo de reducir la cantidad de simulaciones, sin perder el dimensionamiento del fenómeno, se deben resumir la cantidad de flujos de carga mediante el cálculo de una matriz Nxd, siendo N y d la cantidad de rangos de irradiación solar y demanda respectivamente. Esta es una matriz de probabilidad que relaciona de forma directa cada rango de irradiación con cada rango de carga. La Tabla 8 muestra el formato de esta matriz, la cual permite conocer los escenarios de irradiación y demanda que resulten impactantes o no, independientemente del momento del día en el que ello se dé. El cálculo de las probabilidades conjuntas de ocurrencia para irradiación y carga se realiza usando la ecuación 9⁸.

Tabla 8. Formato de resultados según la probabilidad conjunta de irradiación y carga.

	D1	D2	D3
RS1			
RS2			
RS3			
...			
RSN			

$$POE(r, d) = \frac{1}{NT} \sum_{t=1}^{NT} \sum_{r=1}^{Nr} \sum_{d=1}^{Nd} POE(r, t) * POE(d, t) \quad (9)$$

Dónde:

POE(r,d): Probabilidad conjunta de ocurrencia para el rango de irradiación r y el rango de demanda d.

POE(r,t): Probabilidad de ocurrencia para el rango de irradiación r en el período t.

⁸ Esta ecuación se basó en notas del Dr. Osma y del trabajo de investigación en maestría de Ingeniería Electrónica de L. Amado [79].

POE(d,t): Probabilidad de ocurrencia para el rango de demanda d en el período t.

NT: Número de períodos.

Los valores medios de los rangos de irradiación serán usados para evaluar el impacto del PGDAD. En lo que corresponde a demanda, se empleará el mínimo valor obtenido en los promedios del último año para demanda mínima; para demanda máxima y media se empleará el correspondiente a 1 p.u. y 0.85 p.u. (valor medio del rango). Por otro lado, resulta difícil que todos los PGDAD cuenten con una base de datos con registros de irradiación solar para el lugar exacto de la ubicación. Para estos casos el OR usará los datos que estime conveniente.

3.6 MODELADO ELÉCTRICO DEL SISTEMA FV Y SIMULACIONES DE FLUJO DE CARGA

El OR integrará el sistema fotovoltaico en sus redes basándose en la información suministrada por el PGDAD en la solicitud de conexión. Para realizar esta actividad empleará el elemento “PvSys” con la opción cálculo solar para poder integrar los datos de irradiación solar, por otro lado, utilizará la herramienta de simulación cuasi-dinámica haciendo uso del tiempo como estados, donde cada estado representa los escenarios a simular. El detalle del modelamiento eléctrico y la herramienta simulación cuasi-dinámica usando PowerFactory DigSilent se contempla en el **Anexo C**.

3.7 CÁLCULO DE INDICADORES

En este paso se procede a calcular los indicadores: VQR, VF, VD, LL, LLDR y LLI. Los resultados obtenidos se consolidan en el formato dispuesto en la Tabla 8. En este momento se tendría diligenciada la Tabla 8 para el resultado de indicadores y otra tabla similar con las probabilidades conjuntas de irradiación solar. Con estos insumos se procede a calcular la matriz de riesgo por indicador, es decir, se asocia

el impacto a la probabilidad de la simultaneidad de un escenario simultáneo de irradiación solar y demanda.

En ese orden de ideas, el uso de las matrices de riesgo en este paso, permite la cuantificación de estos y desarrollo de estrategias que permitan mitigarlos o eliminarlos [77]. Adicionalmente, no es una herramienta ajena al sector eléctrico, considerando que autores como Aminudin *et al.* [78], han empleado esta técnica para clasificar los riesgos de colapso por tensión.

Por último, para ilustrar el cálculo de la matriz de riesgo, la Figura 15 muestra una matriz de impacto y una matriz de probabilidad de ocurrencia, ambas de tamaño $n \times 3$, es decir, n escenarios de irradiación solar y 3 escenarios de demanda. El cálculo del impacto asociado a la probabilidad se realiza considerando la ecuación 10.

$$R(r, d) = POE(r, d) * Impacto(r, d) \quad (10)$$

Dónde:

R(r,d): Riesgo del indicador R para el rango de irradiación r y el rango de demanda d.

POE(r,d): Probabilidad conjunta de ocurrencia para el rango de irradiación r y el rango de demanda d.

Impacto(r,d): Impacto del indicador R para el rango de irradiación r y el rango de demanda d.

Figura 15. Cálculo de indicador asociándolo a la probabilidad de ocurrencia de cada rango.

Matriz de impacto: VQR			
IRS/Carga	D1	D2	D3
RS1	a1	b1	c1
RS2	a2	b2	c2
RSn	a3	b3	c3

Probabilidad de ocurrencia			
IRS/Carga	D1	D2	D3
RS1	p1	p4	p7
RS2	p2	p5	p8
RSn	p3	p6	p9

De esta forma, el riesgo de VQR para rangos de demanda D1 y rangos de irradiación solar RS1 será igual a la multiplicación de “a1” y “p1”, $VQR(RS1, D1) = a1 \times p1$.

3.8 ANÁLISIS DE RESULTADOS Y EMISIÓN DEL CONCEPTO

Los indicadores VQR y LLI permitirán definir el concepto de aprobado o improbad o de la solicitud de conexión de la siguiente manera: Si VQR es negativo indicaría que el proyecto FV ocasiona que algunos nodos de tensión adicionales a los existentes operen por fuera de su rango permisible de tensión. Esta operación inadecuada incluso si se diera en un solo escenario representa un incumplimiento en la calidad del servicio, por lo tanto, ante cualquier probabilidad de ocurrencia, el concepto sería improbad o, sin importar el valor de LLI.

En caso contrario, si todos los valores de VQR son positivos, el proyecto está mejorando la calidad del servicio de los clientes de la zona de influencia; pero, si LLI es negativo las pérdidas de la red podrían aumentar. Si es posible detectar una tendencia donde LLI sea negativa, ya sea por tipo de demanda o intervalos de irradiación solar, se podría llegar a un acuerdo donde se pacte que la inyección de energía a la red se realizará sólo bajo escenarios donde LLI sea positivo. Si no existe tendencia alguna los OR's deberán definir un valor de referencia de acuerdo con las pérdidas reconocidas y lineamientos internos de la empresa, para el cual el LLI total no podrá superar esta referencia.

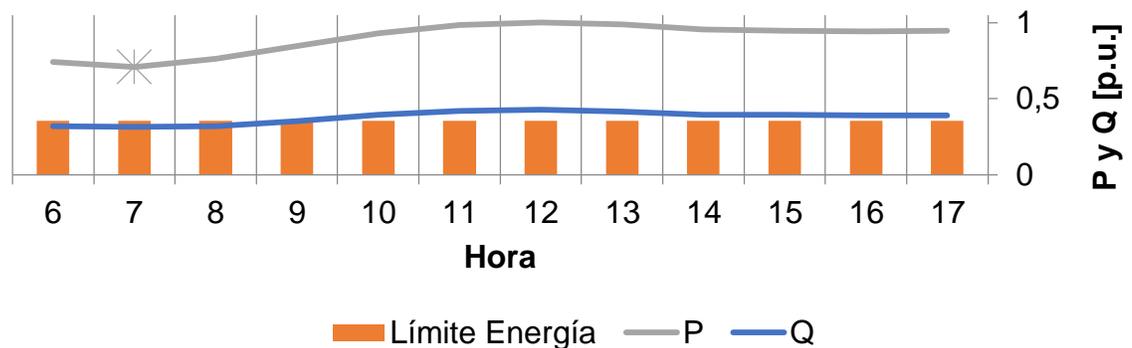
Los demás indicadores servirán para que el OR soporte con detalle al PGDAD las inviabilidades (si aplican). Adicionalmente, en caso de que dos solicitudes se realicen en forma simultánea, y la entrada en conjunto degrade la red, pero individualmente los valores totales de VQR y LLI son iguales y positivos, el indicador LLDR servirá de desempate aprobando la de menor valor, con esto prevalece la de

mayor capacidad instalada, promoviendo así la mayor entrada a la red de plantas SFV.

4. APLICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO EN TRES CASOS HIPOTÉTICOS DE ESTUDIO

Este capítulo presenta la evaluación de tres proyectos hipotéticos de tecnología FV, sobre un alimentador de un OR, el cual cuenta con 819 nodos y 165 transformadores de distribución. La Figura 16 muestra el comportamiento promedio de energía activa y reactiva dentro de la franja de horas sol, así mismo, la gráfica contiene el correspondiente límite de energía para los PGDAD, considerando la Resolución CREG 030 de 2018, es decir, el 50% de la energía promedio del circuito en los períodos desde las 06:00 hasta las 18:00 horas.

Figura 16. Comportamiento de energía activa y reactiva para el circuito objeto de análisis y límite de energía para los PGDAD.



La Tabla 9 resume los resultados obtenidos para el caso base, es decir, sin generación FV.

Tabla 9. Resumen de resultados para el caso base

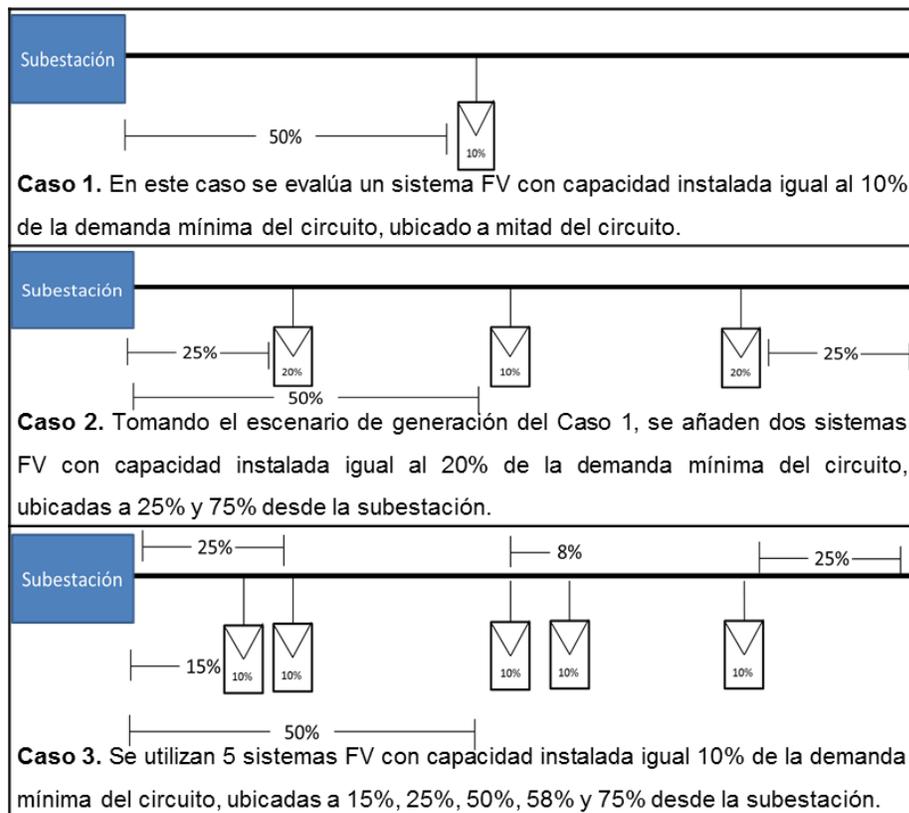
Demanda [pu]	0,71	0,85	1,00
Probabilidad demanda [%]	31.70%	56.60%	11.70%
Tensión mínima [pu]	0,990	0,988	0,986
Tensión máxima [pu]	1,000	1,000	1,000
Máxima cargabilidad [%]	42,303	50,364	58,966
Pérdidas [kW]	10,202	14,466	19,861

A continuación, se toma el procedimiento propuesto y se muestran los resultados de cada paso, a excepción del paso 6, el cual es modelado y simulación.

4.1 PASO 1. SOLICITUD DEL PGDAD

La descripción para cada caso de generación FV se realiza en la Figura 17.

Figura 17. Descripción de los proyectos FV a evaluar.



4.2 PASO 2. REQUISITO DE ANÁLISIS SEGÚN CAPACIDAD INSTALADA

Todos los proyectos superan los 100 kW en capacidad instalada, por lo tanto, cada uno requiere análisis. Para los pasos 3-5 se consideran los datos de irradiación solar horarios de la ciudad Bucaramanga, desde el 01 de enero de 2002 hasta el 31 de

diciembre de 2008, y los datos de potencia activa del año 2017 para el circuito tomado como ejemplo.

4.3 PASO 3. DETERMINACIÓN DE ESCENARIOS DE IRRADIACIÓN SOLAR

De acuerdo a la ecuación 7, el número de rangos requeridos son 4, iniciando con el mínimo calculado (ver Tabla 10).

Tabla 10. Aplicación de la ecuación 7 para los datos de irradiación solar de Bucaramanga (2002-2008).

Mínimo [W/m ²]	0
Máximo [W/m ²]	1229
Desviación [W/m ²]	276,61
N	4

4.4 PASO 4. CÁLCULO DE PROBABILIDADES DE OCURRENCIA PARA IRRADIACIÓN SOLAR Y DEMANDA

Empleando la ecuación 8, se procede a realizar el cálculo de probabilidades. Los resultados se muestran en la Tabla 11 para irradiación solar y en la Tabla 12 para demanda.

Tabla 11. Probabilidades de ocurrencia de irradiación solar.

IRS [W/m ²]	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
(0 - 307,25]	80,0 %	31,5 %	10,7 %	4,6%	4,2%	7,0%	11,5 %	23,3 %	48,4 %	82,8 %	97,3 %
(307,25 - 614,5]	20,0 %	63,7 %	38,5 %	30,2 %	30,5 %	39,6 %	49,5 %	52,6 %	43,4 %	16,2 %	2,7%
(614,5 - 921,75]	0,0%	4,8%	50,6 %	52,5 %	44,1 %	38,1 %	31,6 %	22,5 %	8,2%	1,0%	0,0%
(921,75 - 1229]	0,0%	0,0%	0,1%	12,8 %	21,1 %	15,2 %	7,4%	1,6%	0,0%	0,0%	0,0%

Como se evidencia en la Tabla 11, y es de esperarse, las probabilidades de ocurrencia de irradiaciones bajas aumentan al empezar y terminar el ciclo solar de

cada día, y disminuyen en los momentos del día cercanos a las 12:00 horas. Mientras que, para irradiaciones altas, no hay probabilidad de ocurrencia iniciando y terminando los períodos de horas sol; en realidad sólo hay probabilidad en los momentos cercanos al medio día.

Tabla 12. Probabilidades de ocurrencia de potencia activa.

Carga [PU]	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
[0-0.75]	100,0 %	96,8 %	93,5 %	19,4 %	6,5%	6,5%	3,2%	3,2%	6,5%	6,5%	6,5%	6,5%
(0.75-0.95]	0,0%	3,2%	3,2%	77,4 %	83,9 %	64,5 %	67,7 %	80,6 %	80,6 %	80,6 %	80,6 %	83,9 %
(0.95-1.00)	0,0%	0,0%	3,2%	3,2%	9,7%	29,0 %	29,0 %	16,1 %	12,9 %	12,9 %	12,9 %	9,7%

En lo que corresponde a demanda de potencia para el circuito analizado, dentro del período de horas sol (06:00 – 18:00 horas), es seguro que se tendrá demanda mínima en la primera hora de este período y continuará siendo muy probable hasta las 08:00 horas; mientras que los picos altos de demanda se van a registrar con mayor probabilidad cerca al medio día; el resto de día tendrá una característica de demanda media.

4.5 PASO 5. DETERMINACIÓN DE PROBABILIDADES DE OCURRENCIA CONJUNTA DE IRRADIACIÓN SOLAR Y DEMANDA

Empleando la ecuación 9 y los resultados de las tablas 12 y 13, se construye la matriz de ocurrencias (ver Tabla 12). Estos cálculos se realizan con los datos del 2017 en franjas horarias, para un circuito ubicado en la ciudad de Bucaramanga.

Tabla 13. Probabilidades de ocurrencia de potencia activa.

IRS W/m²/ Demanda p.u.	[0-0.75]	(0.75-0.95]	(0.95-1.00)	Total
(0 - 307,25]	12,5%	20,4%	3,6%	36,5%
(307,25 - 614,5]	12,3%	18,5%	4,3%	35,2%
(614,5 - 921,75]	6,3%	13,7%	3,0%	23,0%
(921,75 - 1229]	0,5%	4,0%	0,8%	5,3%
Total	31,7%	56,6%	11,7%	100,0%

De la Tabla 13 es posible inferir que todos los 15 escenarios tienen alguna probabilidad de ocurrencia, teniendo mayor porcentaje los escenarios de demanda media e irradiaciones bajas, y menor porcentaje los escenarios de irradiación alta con demandas baja, debido a la baja probabilidad de simultaneidad conjunta de ambas, es decir, son rangos que no coinciden en los períodos de tiempo.

4.6 PASO 7. CÁLCULO DE INDICADORES

La Tabla 14 resume los resultados para los tres casos, mostrando los totales para cada indicador. El detalle completo se encuentra en el **Anexo D**.

Tabla 14. Resumen de resultados de indicadores para cada caso

INDICADOR ASOCIADO A PROBABILIDAD	CASO 1	CASO 2	CASO 3
VD	1,181%	1,181%	1,181%
VQR	0	0	0
VF	0	0	0
LL	13,736	13,736	13,735
LLDR	-0,256%	-0,010%	0,027%
LLI	-0,007%	-0,004%	-0,001%

4.7 PASO 8. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y EMISIÓN DEL CONCEPTO

Considerando que la fluctuación en tensión para los tres casos analizados es nula (0), se evidencia que los proyectos FV analizados no tendrán efecto sobre la red en términos de tensión. De este modo, la desviación de tensión fue igual en todos casos y se mantiene dentro del límite admisible, es decir, +/- 10%. En tal sentido, no hay nodos operando por fuera del límite permisible (VQR=0).

La no repercusión de los casos estudiados sobre la tensión del alimentador se debe principalmente al reducido componente reactivo generado por las plantas FV. Las causas adicionales son la limitada inyección de potencia activa y cantidad de unidades de generación distribuidas en la red, una o máximo tres.

En lo que corresponde a pérdidas, para los casos de generación SFV existe impacto, pero sería imperceptible. Lo anterior porqué la generación interna es reducida en comparación a la demanda, sin poder hacer contribuciones apreciables en la descarga de los conductores, resultando más evidente en los resultados de demanda alta y media. No obstante, en demanda baja, donde las líneas están transportando una carga reducida, ante irradiaciones solares de magnitud alta-media se alcanza a observar desmejoramiento en las pérdidas, producto de un flujo inverso mayor al flujo normal en el caso base, es decir sin GD.

Si bien, en los casos donde se tiene un impacto negativo el resultado es casi cero, se aprovecha estos resultados para mencionar una de las importancias del podrecimiento propuesto y es la facilidad de interpretación. En este orden de ideas, la solicitud se podría aprobar por el reducido efecto que tienen estos proyectos FV sobre las redes, e incluso el OR más estricto podría llegar a un acuerdo con el PGDAD donde se asegure la no generación de excedentes en escenarios de demanda mínima, donde como se observa en la Tabla 15, es la única situación donde se podría tener efectos negativos.

Tabla 15. Resultados del indicador LLI sin asociar a probabilidad para el Caso 3

LLI			
IRS [W/m ²] / Demanda [pu]	0.71	0.85	1
153.63	0.005%	0.004%	0.004%
460.88	-0.048%	0.013%	0.007%
768.13	-0.043%	0.018%	0.010%
1075.38	-0.039%	0.021%	0.014%

5. CONCLUSIONES

1. Se evidenció que, para la ciudad de Bucaramanga, Santander, Colombia, existe una alta variabilidad de la irradiación solar, de forma que incluso un cambio en el intervalo con el que se toman los datos de 1 minuto a 5 minutos podría significar diferencias de hasta el 223% entre el dato por minuto y el promediado de 5 minutos.

Sin embargo, esta pérdida de información en la irradiación solar, no implica una pérdida importante del fenómeno estudiado, es decir, en el impacto de la inyección FV sobre las pérdidas de energía y tensión. Las simulaciones realizadas en este trabajo señalan que para una inyección de energía FV del 50% de la demanda, el error entre una resolución de 1 minuto y 60 minutos con datos promedios, no supera el 1,2% y el 0,05% para pérdidas de energía y tensión respectivamente. En este punto, es válido resaltar que precisamente el 50% es el límite de energía establecido en la Resolución CREG 030 de 2018. Asimismo, la literatura señala que a medida que la inyección de generación FV aumenta el error aumentará; pero incluso para el caso que la generación cubriera el 100% de la demanda, el error no superaría el 4%. En ese orden de ideas, se puede concluir que es viable manejar promedios horarios de irradiación solar para representar el impacto en contexto.

2. Por otra parte, se encontró que las variabilidades en demanda de energía no superan el 3,4% para el OR estudiado, entre los datos por minutos y el promedio horario de éstos, de ahí que su influencia se pueda despreciar. Adicionalmente, en vista que en la actualidad la mayoría de clientes y los transformadores de distribución en Colombia no cuentan con medición horaria, se analizaron dos metodologías relacionadas a la desagregación de demanda del circuito en estas cargas. La comparación entre las metodologías resultó en diferencias menores al 0,1% en tensión y 7,8% en pérdidas de energía; sin embargo, no es posible concluir cuál fue mejor debido a que necesita la comparación con mediciones en campo;

pero tampoco impide el uso de alguna debido precisamente a la baja discrepancia encontrada.

3. Considerando que esta incursión que está realizando Colombia en el campo de las fuentes no convencionales de energía, XM la ha marcada por etapas, donde actualmente nos ubicamos en el primer período. Uno de los primeros objetivos de la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, es permitir la conexión simplificada de estas tecnologías sin desmejorar la red. Esta condición se mostró en la evaluación realizada a los casos de estudio, donde se evidenció un impacto insignificante en tensión y pérdidas.

4. El procedimiento establecido permite abordar el dinamismo del comportamiento de la irradiación y demanda bajo un análisis de probabilidades, sin perder la condición de estudio simplificado. Adicionalmente, el enfoque de probabilidades con datos representativos permite al OR o PGDAD determinar los puntos críticos y favorables de su conexión según el comportamiento de la demanda y la irradiación.

5. El uso de indicadores permite cuantificar el impacto de la inyección FV en términos de tensión y pérdidas de energía y posibilita la comparación con un caso base, es decir, la red antes de la entrada del proyecto FV. El uso exclusivo de estos indicadores podría provocar sesgos en el análisis, ocasionando que no todas las decisiones tomadas sean acertadas. Precisamente por esto, los indicadores son complementados con escenarios de probabilidad, lo cual permite una interpretación más adecuada del fenómeno.

6. TRABAJO FUTURO

Se intentó realizar la simulación cuasi-dinámica correspondiente a un año calendario en pasos de tiempo de una hora para un circuito con una cantidad de nodos promedio del OR correspondiente. Sin embargo, el estimado de horas-simulación para realizar esta actividad era superior a 60 horas, lo cual estaría en oposición a la idea de estudio simplificado. Debido a lo anterior, se propone como trabajo futuro se desarrolle una propuesta que minimice tiempos de simulación con el objetivo de obtener el resultado de pérdidas de energía para una estampa de tiempo anual.

En otro trabajo se debe establecer los requisitos de información mínimos que debe cumplir la base de datos de irradiación solar, considerando la geografía colombiana, la cantidad y tipo de medidores existentes, así como la posibilidad de integración de estos datos dentro de un procedimiento simplificado de conexión.

CITAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Congreso de la República de Colombia, *Ley 1715 de 2014*. Colombia, 2014.
- [2] Ministerio de Minas y Energía, “Decreto 2469,” *Colombia*, p. 3, 2014.
- [3] Ministerio de Minas y Energía, “Decreto 348,” *Colombia*, pp. 1–3, 2017.
- [4] C. Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), “Resolución 024 de 2015.” pp. 1–9, 2015.
- [5] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), “Resolución 030-2018.” Colombia, 2018.
- [6] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), “D-066-AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA.” Colombia, 2017.
- [7] XM S.A. E.S.P., “PROPUESTA DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA INTEGRACIÓN DE FUENTES DE GENERACIÓN NO SÍNCRONA AL SIN,” 2017.
- [8] W. E. Ibraheem, C. K. Gan, and M. R. A. Ghani, “Impact of Photovoltaic (PV) Systems on Distribution Networks,” *Int. Rev. Model. Simul.*, vol. 2, no. 4604, pp. 70–74, 2014.
- [9] K. Balamurugan, D. Srinivasan, and T. Reindl, “Impact of distributed generation on power distribution systems,” in *Energy Procedia*, 2012, vol. 25, pp. 93–100.
- [10] T. Gallery, L. Martinez, and D. Klopotan, “Impact of Distributed Generation on Distribution Network Protection,” *ESBI Eng. Facil. Manag. ...*, vol. 2005, pp. 478–482, 2005.
- [11] L. Bittencourt, A. M. Schetinger, B. S. M. C. Borba, D. H. N. Dias, and R. S. Maciel, “Impact of photovoltaic integration on voltage variation of Brazilian secondary network distribution system,” in *2015 International Conference on Renewable Energy Research and Applications, ICRERA 2015*, 2015, vol. 5, pp. 134–138.

- [12] S. Fan, T. Pu, L. Li, T. Yu, Z. Yang, and B. Gao, "Evaluation of impact of integrated distributed generation on distribution network based on time-series analysis," no. Ciced, pp. 10–13, 2016.
- [13] J. Xu, J. Li, Q. Xie, and H. Liu, "Research on the economic impact of users' capacity on connection modes of medium-voltage distribution network," in *China International Conference on Electricity Distribution, CIGRE, 2016*, vol. 2016–Septe, no. CIGRE, pp. 2–4.
- [14] Z. Kai, L. Kexue, Y. Naipeng, J. Yuhong, L. Wenjun, and Q. Lihan, "The Impact of Distributed Generation and Its Parallel Operation on Distribution Power Grid," *2015 5th Int. Conf. Electr. Util. Deregul. Restruct. Power Technol.*, pp. 2041–2045, 2015.
- [15] K. Xu, Y. Q. Zhu, and R. H. Xia, "Analysis of impact of DG on LVDC distribution network protection," in *China International Conference on Electricity Distribution, CIGRE, 2016*, vol. 2016–Septe, no. CIGRE, pp. 10–13.
- [16] R. K. Mathew, S. Ashok, and S. Kumaravel, "Impact of rooftop Solar PV based DG on reliability of distribution systems," *2015 Int. Conf. Energy, Power Environ. Towar. Sustain. Growth*, pp. 1–6, 2015.
- [17] R. Ogden and J. Yang, "Impacts of distributed generation on low-voltage distribution network protection," in *Proceedings of the Universities Power Engineering Conference*, 2015, vol. 2015–Novem, pp. 4–9.
- [18] P. Patil and M. R. Ramteke, "Impact of Distributed Generation on power distribution system: Over-current protection by phase angle estimation," in *2015 IEEE Power, Communication and Information Technology Conference (PCITC)*, 2015, pp. 844–849.
- [19] J. T. Putra and M. I. Bs, "Impact of High Penetration of Photovoltaic Generation on Voltage Fluctuation of Transmission and Distribution Systems," *2015 2nd Int. Conf. Inf. Technol. Comput. Electr. Eng.*, pp. 333–336, 2015.
- [20] U. Supatti and S. Wetchakama, "Distributed generation system's impact on power quality," *2015 IEEE Ind. Appl. Soc. Annu. Meet.*, pp. 1–9, 2015.
- [21] M. Y. Shih, A. C. Enriquez, Z. M. Leonowicz, and L. Martirano, "Mitigating the

- impact of distributed generation on directional overcurrent relay coordination by adaptive protection scheme,” in *EEEIC 2016 - International Conference on Environment and Electrical Engineering*, 2016, pp. 1–6.
- [22] V. Vita, T. Alimardan, and L. Ekonomou, “The Impact of Distributed Generation in the Distribution Networks’ Voltage Profile and Energy Losses,” in *2015 IEEE European Modelling Symposium (EMS)*, 2015, pp. 260–265.
- [23] M. Xu and Z. Ren, “Influence of Distributed Generation on Distribution System Voltage Stability,” *2015 5th Int. Conf. Electr. Util. Deregul. Restruct. Power Technol.*, pp. 2352–2355, 2015.
- [24] J. Zhao *et al.*, “Analysis on the impacts of distribution systems with large-scale grid-connected photovoltaic based on DlgSILENT,” in *China International Conference on Electricity Distribution, CIGRE*, 2014, vol. 2014–Decem, no. CIGRE, pp. 1215–1219.
- [25] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), “Resolución106-2006.” Colombia, 2006.
- [26] D. A. Arenas and H. S. Castaño, “Libro interactivo sobre energía solar y sus aplicaciones,” *Univ. TECNOLÓGICA PEREIRA*, vol. 1, p. 87, 2011.
- [27] A. Arroyo and C. C. Villacián, “Energías renovables (III) Energía solar,” in *Energía y Telecomunicaciones*, no. Jesús Mirapeix Serrano, 2017.
- [28] U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, “Solar Energy Technology Basics | Department of Energy.” [Online]. Available: <https://energy.gov/eere/solar/articles/solar-energy-technology-basics>. [Accessed: 03-Feb-2018].
- [29] A. . Fallis, *ENERGIA SOLAR imp*, vol. 53, no. 9. 2013.
- [30] Fonroche Renewable Energies, *Consultoría Para Establecer Una Metodología Para El Cálculo De Energía Firme De Una Planta Solar*. 2015, p. 87.
- [31] DlgSILENT GmbH, “PHOTOVOLTAIC SYSTEM TEMPLATE,” in *TEMPLATE DOCUMENTATION*, Gomaringen, 2018.
- [32] IRENA, “Solar energy,” *Solar Energy Data*, 2018. [Online]. Available:

- <http://www.irena.org/solar>. [Accessed: 03-Feb-2018].
- [33] XM S.A. E.S.P., “PARATEC,” 2018. [Online]. Available: <http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=capacidad>. [Accessed: 03-Feb-2018].
- [34] IRENA, *Renewable Power Generation Costs in 2017*. 2018.
- [35] K. Nishioka, T. Shimakage, M. Kudo, Y. Ueda, and H. Yamane, “Evaluation of output performance of various photovoltaic systems in the Hokuto mega-solar project,” *INTELEC, Int. Telecommun. Energy Conf.*, 2010.
- [36] M. Anvari *et al.*, “Short term fluctuations of wind and solar power systems,” *New J. Phys.*, vol. 18, no. 6, pp. 1367–2630, 2016.
- [37] R. A. V. Estrada, *Irradiaciones global, directa y difusa, en superficies horizontales e inclinadas, así como irradiación directa normal, en la República Mexicana*, vol. 52, no. 90. Morelos, México, 2005.
- [38] D. A. McCracken, “Synthetic High Resolution Solar Data,” University of Strathclyde Engineering, 2011.
- [39] A. Woyte, V. Van Thong, R. Belmans, and J. Nijs, “Voltage fluctuations on distribution level introduced by photovoltaic systems,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 21, no. 1, pp. 202–209, 2006.
- [40] I. A. Essackjee and R. T. F. Ah King, “The impact of increasing Penetration Level of Small Scale Distributed Generations on voltage in a secondary distribution network: Case Study in Mauritius,” *2016 IEEE Int. Conf. Emerg. Technol. Innov. Bus. Pract. Transform. Soc. EmergiTech 2016*, pp. 245–250, 2016.
- [41] J. Wang, H. Gao, G. Zou, and Z. Wu, “Comprehensive evaluation of impacts of distributed generation on voltage and line loss in distribution network,” *Proc. 5th IEEE Int. Conf. Electr. Util. Deregulation, Restruct. Power Technol. DRPT 2015*, pp. 2063–2067, 2016.
- [42] J. Zhao *et al.*, “Analysis on the impacts of distribution systems with large-scale grid-connected photovoltaic based on DIgSILENT,” *China Int. Conf. Electr. Distrib. CICED*, vol. 2014–Decem, no. Ciced, pp. 1215–1219, 2014.

- [43] J. V. Paatero and P. D. Lund, "Effects of large-scale photovoltaic power integration on electricity distribution networks," *Renew. Energy*, vol. 32, no. 2, pp. 216–234, 2007.
- [44] M. A. Eltawil and Z. Zhao, "Grid-connected photovoltaic power systems: Technical and potential problems-A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, no. 1, pp. 112–129, 2010.
- [45] I. Standards, C. Committee, D. Generation, and E. Storage, *IEEE Guide for Conducting Distribution Impact Studies for Distributed Resource Interconnection Sponsored by the*. 2013.
- [46] C. H. Tie and C. K. Gan, "Impact of grid-connected residential PV systems on the malaysia low voltage distribution network," *Proc. 2013 IEEE 7th Int. Power Eng. Optim. Conf. PEOCO 2013*, no. June, pp. 670–675, 2013.
- [47] S. Abapour, A. Farakhor, A. E. Khosroshahi, and M. Abapour, "Impact of active network management in operation of Tabriz distribution system," *ELECO 2015 - 9th Int. Conf. Electr. Electron. Eng.*, pp. 448–452, 2016.
- [48] R. Seguin, J. Woyak, D. Costyk, J. Hambrick, and B. Mather, "High-Penetration PV Integration Handbook for Distribution Engineers," *NREL Tech. Rep.*, 2016.
- [49] S. Daud, A. F. A. Kadir, and C. K. Gan, "The impacts of distributed Photovoltaic generation on power distribution networks losses," *2015 IEEE Student Conf. Res. Dev.*, pp. 11–15, 2015.
- [50] R. Tonkoski, D. Turcotte, and T. H. M. El-Fouly, "Impact of high PV penetration on voltage profiles in residential neighborhoods," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 3, no. 3, pp. 518–527, 2012.
- [51] M. Shekeew, M. Elshahed, and M. Elmarsafawy, "Impact of Optimal Location , Size and Number of Distributed Generation Units on the Performance of Radial Distribution Systems," *Int. Conf. Environ. Electr. Eng. EEEIC*, pp. 1–6, 2016.
- [52] T. Stetz, F. Marten, and M. Braun, "Improved low voltage grid-integration of photovoltaic systems in Germany," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 4, no. 2,

- pp. 534–542, 2013.
- [53] J. Widén, E. Wäckelgård, J. Paatero, and P. Lund, “Impacts of distributed photovoltaics on network voltages: Stochastic simulations of three Swedish low-voltage distribution grids,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 80, no. 12, pp. 1562–1571, 2010.
- [54] A. Navarro, L. F. Ochoa, and D. Randles, “Monte Carlo-based assessment of PV impacts on real UK low voltage networks,” *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, 2013.
- [55] P. Denholm *et al.*, “Methods for Analyzing the Benefits and Costs of Distributed Photovoltaic Generation to the U.S. Electric Utility System,” *NREL Tech. Rep.*, no. September, 2014.
- [56] J. Widén, E. Wäckelgård, J. Paatero, and P. Lund, “Impacts of different data averaging times on statistical analysis of distributed domestic photovoltaic systems,” *Sol. Energy*, vol. 84, no. 3, pp. 492–500, 2010.
- [57] M. A. Zehir *et al.*, “Mitigation of negative impacts of distributed generation on LV distribution networks through microgrid management systems,” *2017 IEEE Manchester PowerTech, Powertech 2017*, pp. 1–6, 2017.
- [58] M. Q. Duong, N. Thien, N. Tran, gabriela N. Sava, and M. Scripcariu, “The Impacts of Distributed Generation Penetration into the Power System,” *Impacts Distrib. Gener. Penetration into Power Syst.*, pp. 295–301, 2017.
- [59] CYME, “Power Engineering Software and Solutions,” 2015.
- [60] S. N. Afifi, “Impact of Hybrid Distributed Generation Allocation on Short Circuit Currents in Distribution Systems,” Brunel University London, 2017.
- [61] N. A. Hidayatullah, “Impacts of Distributed Generation on Smart Grid,” *MAster*, no. February, 2011.
- [62] A. F. Sarabia, “Impact of distributed generation on distribution system By,” *Aalborg Univ. denmark*, vol. 8, no. June, pp. 42–50, 2011.
- [63] T. Ortmeier, R. Dugan, D. Crudele, T. Key, and P. Barker, “Renewable Systems Interconnection Study: Utility Models, Analysis, and Simulation Tools,” *Sandia Natl. Lab.*, no. February, 2008.

- [64] K. Mäki, A. Kulmala, S. Repo, and P. Järventausta, "Studies on Grid Impacts of Distributed Generation in a Combined Real-Time Simulation Environment," *Int. Conf. Power Syst. Transients*, 2007.
- [65] M. Reza, P. H. Schavemaker, J. G. Slootweg, W. L. Kling, and L. van der Sluis, "Impacts of distributed generation penetration levels on power systems transient stability," *IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet. 2004.*, vol. 2, pp. 2151–2156.
- [66] M. Mahmood, O. Shivam, P. Kumar, and G. Krishnan, "Real Time Study on Technical Losses in Distribution System," *Int. J. Adv. Res. Electr. Electron. Instrum. Eng.*, vol. 3, no. 1, pp. 131–137, 2014.
- [67] T. T. Trung, S.-J. Ahn, and J.-H. Choi, "Real Time Simulation of Distribution System with Distributed Energy Resources," *J. Clean Energy Technol.*, vol. 3, no. 1, pp. 57–61, 2015.
- [68] V. Vita, T. Alimardan, and L. Ekonomou, "The Impact of Distributed Generation in the Distribution Networks' Voltage Profile and Energy Losses," *2015 IEEE Eur. Model. Symp.*, pp. 260–265, 2015.
- [69] T. Basso, "System Impacts from Interconnection of Distributed Resources: Current Status and Identification of Needs for Further Development," *NREL Tech. Rep.*, no. January, p. 44, 2009.
- [70] P. K. Olulope, K. a Folly, and G. K. Venayagamoorthy, "Modeling and simulation of hybrid distributed generation and its impact on transient," *Ind. Technol. (ICIT), 2013 IEEE Int. Conf.*, pp. 1757–1762, 2013.
- [71] A. Ali, F. Buder, M. Hanafiah, and A. Baharudin, "Generation to the Distribution Network Overcurrent Protection in Malaysia," in *2016 IEEE International Conference on Power and Energy (PECon)*, 2016, pp. 361–365.
- [72] DlgSILENT, "PowerFactory 2017." 2017.
- [73] DlgSILENT GmbH, "PV System," in *Technical Reference Documentation*, Gomaringen: DlgSILENT GmbH, 2018, p. 21.
- [74] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), *Resolución 025 de 1995*. Colombia, 1995, p. 141.

- [75] L. A. Gallego, A. Francisquini, O. Gómez, and A. Padilha, “Estimación de curvas de demanda de consumidores, transformadores de distribución y alimentadores primarios en sistemas de distribución,” *Sci. Tech.*, no. 35, pp. 107–112, 2007.
- [76] J. Andrade, R. Torquato, and W. Freitas, “A granular Monte Carlo based methodology to estimate PV generation impacts on the utility long-term energy planning,” *2015 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Lat. Am. (ISGT LATAM)*, pp. 119–124, 2015.
- [77] S. Azhar and K. Panthi, “Risk Matrix as a Guide to Develop Risk Response Strategies,” *Proc. 43 rd ASC Natl. Annu. Conf.*, pp. 1–12, 2007.
- [78] N. Aminudin, N. M. Ramli, M. Marsadek, N. M. Ramli, and T. K. A. Rahman, “Classification of risk of voltage collapse using risk matrix,” in *2016 IEEE International Conference on Power System Technology, POWERCON 2016*, 2016, pp. 1–5.
- [79] L. Y. Amado, “Propuesta de procedimiento para el diseño de la automatización de sistemas de iluminación híbrida en espacios interiores desde un enfoque de mínimo costo financiero,” Trabajo de Investigación – Maestría en Ingeniería Electrónica. Universidad Industrial de Santander, 2018.

BIBLIOGRAFIA

A. Fallis, *ENERGIA SOLAR imp*, vol. 53, no. 9. 2013.

A. Ali, F. Buder, M. Hanafiah, and A. Baharudin, "Generation to the Distribution Network Overcurrent Protection in Malaysia," in *2016 IEEE International Conference on Power and Energy (PECon)*, 2016, pp. 361–365.

A. Arroyo and C. C. Villacián, "Energías renovables (III) Energía solar," in *Energía y Telecomunicaciones*, no. Jesús Mirapeix Serrano, 2017.

A. F. Sarabia, "Impact of distributed generation on distribution system By," *Aalborg Univ. denmark*, vol. 8, no. June, pp. 42–50, 2011.

A. Navarro, L. F. Ochoa, and D. Randles, "Monte Carlo-based assessment of PV impacts on real UK low voltage networks," *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, 2013.

A. Woyte, V. Van Thong, R. Belmans, and J. Nijs, "Voltage fluctuations on distribution level introduced by photovoltaic systems," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 21, no. 1, pp. 202–209, 2006.

C. Comision de Regulación de Energía y Gas (CREG), "Resolución 024 de 2015." pp. 1–9, 2015.

C. H. Tie and C. K. Gan, "Impact of grid-connected residential PV systems on the malaysia low voltage distribution network," *Proc. 2013 IEEE 7th Int. Power Eng. Optim. Conf. PEOCO 2013*, no. June, pp. 670–675, 2013.

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), “D-066- AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA.” Colombia, 2017.

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), “Resolución 030-2018.” Colombia, 2018.

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), “Resolución106-2006.” Colombia, 2006.

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), Resolución 025 de 1995. Colombia, 1995, p. 141.

Congreso de la República de Colombia, Ley 1715 de 2014. Colombia, 2014.
CYME, “Power Engineering Software and Solutions,” 2015.

D. A. Arenas and H. S. Castaño, “Libro interactivo sobre energía solar y sus aplicaciones,” Univ. TECNOLÓGICA PEREIRA, vol. 1, p. 87, 2011.

D. A. McCracken, “Synthetic High Resolution Solar Data,” University of Strathclyde Engineering, 2011.

DlgSILENT GmbH, “PHOTOVOLTAIC SYSTEM TEMPLATE,” in TEMPLATE DOCUMENTATION, Gomaringen, 2018.

DlgSILENT GmbH, “PV System,” in Technical Reference Documentation, Gomaringen: DlgSILENT GmbH, 2018, p. 21.

DlgSILENT, “PowerFactory 2017.” 2017.

Fonroche Renewable Energies, Consultoría Para Establecer Una Metodología Para El Cálculo De Energía Firme De Una Planta Solar. 2015, p. 87.

I. A. Essackjee and R. T. F. Ah King, “The impact of increasing Penetration Level of Small Scale Distributed Generations on voltage in a secondary distribution network: Case Study in Mauritius,” 2016 IEEE Int. Conf. Emerg. Technol. Innov. Bus. Pract. Transform. Soc. EmergiTech 2016, pp. 245–250, 2016.

I. Standards, C. Committee, D. Generation, and E. Storage, IEEE Guide for Conducting Distribution Impact Studies for Distributed Resource Interconnection Sponsored by the. 2013.

IRENA, “Solar energy,” Solar Energy Data, 2018. [Online]. Available: <http://www.irena.org/solar>. [Accessed: 03-Feb-2018].

IRENA, Renewable Power Generation Costs in 2017. 2018.

J. Andrade, R. Torquato, and W. Freitas, “A granular Monte Carlo based methodology to estimate PV generation impacts on the utility long-term energy planning,” 2015 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Lat. Am. (ISGT LATAM), pp. 119–124, 2015.

J. T. Putra and M. I. Bs, “Impact of High Penetration of Photovoltaic Generation on Voltage Fluctuation of Transmission and Distribution Systems,” 2015 2nd Int. Conf. Inf. Technol. Comput. Electr. Eng., pp. 333–336, 2015.

J. V. Paatero and P. D. Lund, “Effects of large-scale photovoltaic power integration on electricity distribution networks,” *Renew. Energy*, vol. 32, no. 2, pp. 216–234, 2007.

J. Wang, H. Gao, G. Zou, and Z. Wu, "Comprehensive evaluation of impacts of distributed generation on voltage and line loss in distribution network," Proc. 5th IEEE Int. Conf. Electr. Util. Deregulation, Restruct. Power Technol. DRPT 2015, pp. 2063–2067, 2016.

J. Widén, E. Wäckelgård, J. Paatero, and P. Lund, "Impacts of different data averaging times on statistical analysis of distributed domestic photovoltaic systems," Sol. Energy, vol. 84, no. 3, pp. 492–500, 2010.

J. Widén, E. Wäckelgård, J. Paatero, and P. Lund, "Impacts of distributed photovoltaics on network voltages: Stochastic simulations of three Swedish low-voltage distribution grids," Electr. Power Syst. Res., vol. 80, no. 12, pp. 1562–1571, 2010.

J. Xu, J. Li, Q. Xie, and H. Liu, "Research on the economic impact of users' capacity on connection modes of medium-voltage distribution network," in China International Conference on Electricity Distribution, CIGRE, 2016, vol. 2016–Sept, no. CIGRE, pp. 2–4.

J. Zhao et al., "Analysis on the impacts of distribution systems with large-scale grid-connected photovoltaic based on DIGSILENT," in China International Conference on Electricity Distribution, CIGRE, 2014, vol. 2014–Decem, no. CIGRE, pp. 1215–1219.

J. Zhao et al., "Analysis on the impacts of distribution systems with large-scale grid-connected photovoltaic based on DIGSILENT," China Int. Conf. Electr. Distrib. CIGRE, vol. 2014–Decem, no. Cigred, pp. 1215–1219, 2014.

K. Balamurugan, D. Srinivasan, and T. Reindl, "Impact of distributed generation on power distribution systems," in Energy Procedia, 2012, vol. 25, pp. 93–100.

K. Mäki, A. Kulmala, S. Repo, and P. Järventausta, "Studies on Grid Impacts of Distributed Generation in a Combined Real-Time Simulation Environment," *Int. Conf. Power Syst. Transients*, 2007.

K. Nishioka, T. Shimakage, M. Kudo, Y. Ueda, and H. Yamane, "Evaluation of output performance of various photovoltaic systems in the Hokuto mega-solar project," *INTELEC, Int. Telecommun. Energy Conf.*, 2010.

K. Xu, Y. Q. Zhu, and R. H. Xia, "Analysis of impact of DG on LVDC distribution network protection," in *China International Conference on Electricity Distribution, CIGRE, 2016*, vol. 2016–Septe, no. CIGRE, pp. 10–13.

L. A. Gallego, A. Francisquini, O. Gómez, and A. Padilha, "Estimación de curvas de demanda de consumidores, transformadores de distribución y alimentadores primarios en sistemas de distribución," *Sci. Tech.*, no. 35, pp. 107–112, 2007.

L. Bittencourt, A. M. Schetinger, B. S. M. C. Borba, D. H. N. Dias, and R. S. Maciel, "Impact of photovoltaic integration on voltage variation of Brazilian secondary network distribution system," in *2015 International Conference on Renewable Energy Research and Applications, ICRERA 2015*, 2015, vol. 5, pp. 134–138.

L. Y. Amado, "Propuesta de procedimiento para el diseño de la automatización de sistemas de iluminación híbrida en espacios interiores desde un enfoque de mínimo costo financiero," *Trabajo de Investigación – Maestría en Ingeniería Electrónica*. Universidad Industrial de Santander, 2018.

M. A. Eltawil and Z. Zhao, "Grid-connected photovoltaic power systems: Technical and potential problems-A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, no. 1, pp. 112–129, 2010.

M. A. Zehir et al., "Mitigation of negative impacts of distributed generation on LV distribution networks through microgrid management systems," 2017 IEEE Manchester PowerTech, Powertech 2017, pp. 1–6, 2017.

M. Anvari et al., "Short term fluctuations of wind and solar power systems," New J. Phys., vol. 18, no. 6, pp. 1367–2630, 2016.

M. Mahmood, O. Shivam, P. Kumar, and G. Krishnan, "Real Time Study on Technical Losses in Distribution System," Int. J. Adv. Res. Electr. Electron. Instrum. Eng., vol. 3, no. 1, pp. 131–137, 2014.

M. Q. Duong, N. Thien, N. Tran, gabriela N. Sava, and M. Scripcariu, "The Impacts of Distributed Generation Penetration into the Power System," Impacts Distrib. Gener. Penetration into Power Syst., pp. 295–301, 2017.

M. Reza, P. H. Schavemaker, J. G. Sloopweg, W. L. Kling, and L. van der Sluis, "Impacts of distributed generation penetration levels on power systems transient stability," IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet. 2004., vol. 2, pp. 2151–2156.

M. Shekeew, M. Elshahed, and M. Elmarsafawy, "Impact of Optimal Location , Size and Number of Distributed Generation Units on the Performance of Radial Distribution Systems," Int. Conf. Environ. Electr. Eng. EEEIC, pp. 1–6, 2016.

M. Xu and Z. Ren, "Influence of Distributed Generation on Distribution System Voltage Stability," 2015 5th Int. Conf. Electr. Util. Deregul. Restruct. Power Technol., pp. 2352–2355, 2015.

M. Y. Shih, A. C. Enriquez, Z. M. Leonowicz, and L. Martirano, "Mitigating the impact of distributed generation on directional overcurrent relay coordination by adaptive

protection scheme,” in IEEEIC 2016 - International Conference on Environment and Electrical Engineering, 2016, pp. 1–6.

Ministerio de Minas y Energía, “Decreto 2469,” Colombia, p. 3, 2014.

Ministerio de Minas y Energía, “Decreto 348,” Colombia, pp. 1–3, 2017.

N. A. Hidayatullah, “Impacts of Distributed Generation on Smart Grid,” M.Aster, no. February, 2011.

N. Aminudin, N. M. Ramli, M. Marsadek, N. M. Ramli, and T. K. A. Rahman, “Classification of risk of voltage collapse using risk matrix,” in 2016 IEEE International Conference on Power System Technology, POWERCON 2016, 2016, pp. 1–5.

P. Denholm et al., “Methods for Analyzing the Benefits and Costs of Distributed Photovoltaic Generation to the U.S. Electric Utility System,” NREL Tech. Rep., no. September, 2014.

P. K. Olulope, K. a Folly, and G. K. Venayagamoorthy, “Modeling and simulation of hybrid distributed generation and its impact on transient,” Ind. Technol. (ICIT), 2013 IEEE Int. Conf., pp. 1757–1762, 2013.

P. Patil and M. R. Ramteke, “Impact of Distributed Generation on power distribution system: Over-current protection by phase angle estimation,” in 2015 IEEE Power, Communication and Information Technology Conference (PCITC), 2015, pp. 844–849.

R. A. V. Estrada, Irradiaciones global, directa y difusa, en superficies horizontales e inclinadas, así como irradiación directa normal, en la República Mexicana, vol. 52, no. 90. Morelos, México, 2005.

R. K. Mathew, S. Ashok, and S. Kumaravel, "Impact of rooftop Solar PV based DG on reliability of distribution systems," 2015 Int. Conf. Energy, Power Environ. Towar. Sustain. Growth, pp. 1–6, 2015.

R. Ogden and J. Yang, "Impacts of distributed generation on low-voltage distribution network protection," in Proceedings of the Universities Power Engineering Conference, 2015, vol. 2015–Novem, pp. 4–9.

R. Seguin, J. Woyak, D. Costyk, J. Hambrick, and B. Mather, "High-Penetration PV Integration Handbook for Distribution Engineers," NREL Tech. Rep., 2016.

R. Tonkoski, D. Turcotte, and T. H. M. El-Fouly, "Impact of high PV penetration on voltage profiles in residential neighborhoods," IEEE Trans. Sustain. Energy, vol. 3, no. 3, pp. 518–527, 2012.

S. Abapour, A. Farakhor, A. E. Khosroshahi, and M. Abapour, "Impact of active network management in operation of Tabriz distribution system," ELECO 2015 - 9th Int. Conf. Electr. Electron. Eng., pp. 448–452, 2016.

S. Azhar and K. Panthi, "Risk Matrix as a Guide to Develop Risk Response Strategies," Proc. 43 rd ASC Natl. Annu. Conf., pp. 1–12, 2007.

S. Daud, A. F. A. Kadir, and C. K. Gan, "The impacts of distributed Photovoltaic generation on power distribution networks losses," 2015 IEEE Student Conf. Res. Dev., pp. 11–15, 2015.

S. Fan, T. Pu, L. Li, T. Yu, Z. Yang, and B. Gao, "Evaluation of impact of integrated distributed generation on distribution network based on time-series analysis," no. Ciced, pp. 10–13, 2016.

S. N. Afifi, "Impact of Hybrid Distributed Generation Allocation on Short Circuit Currents in Distribution Systems," Brunel University London, 2017.

T. Basso, "System Impacts from Interconnection of Distributed Resources: Current Status and Identification of Needs for Further Development," NREL Tech. Rep., no. January, p. 44, 2009.

T. Gallery, L. Martinez, and D. Klopotan, "Impact of Distributed Generation on Distribution Network Protection," ESBI Eng. Facil. Manag. ..., vol. 2005, pp. 478–482, 2005.

T. Ortmeyer, R. Dugan, D. Crudele, T. Key, and P. Barker, "Renewable Systems Interconnection Study: Utility Models, Analysis, and Simulation Tools," Sandia Natl. Lab., no. February, 2008.

T. Stetz, F. Marten, and M. Braun, "Improved low voltage grid-integration of photovoltaic systems in Germany," IEEE Trans. Sustain. Energy, vol. 4, no. 2, pp. 534–542, 2013.

T. T. Trung, S.-J. Ahn, and J.-H. Choi, "Real Time Simulation of Distribution System with Distributed Energy Resources," J. Clean Energy Technol., vol. 3, no. 1, pp. 57–61, 2015.

U. Supatti and S. Wetchakama, "Distributed generation system's impact on power quality," 2015 IEEE Ind. Appl. Soc. Annu. Meet., pp. 1–9, 2015.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, “Solar Energy Technology Basics | Department of Energy.” [Online]. Available: <https://energy.gov/eere/solar/articles/solar-energy-technology-basics>. [Accessed: 03-Feb-2018].

V. Vita, T. Alimardan, and L. Ekonomou, “The Impact of Distributed Generation in the Distribution Networks’ Voltage Profile and Energy Losses,” in 2015 IEEE European Modelling Symposium (EMS), 2015, pp. 260–265.

V. Vita, T. Alimardan, and L. Ekonomou, “The Impact of Distributed Generation in the Distribution Networks’ Voltage Profile and Energy Losses,” 2015 IEEE Eur. Model. Symp., pp. 260–265, 2015.

W. E. Ibraheem, C. K. Gan, and M. R. A. Ghani, “Impact of Photovoltaic (PV) Systems on Distribution Networks,” *Int. Rev. Model. Simul.*, vol. 2, no. 4604, pp. 70–74, 2014.

XM S.A. E.S.P., “PARATEC,” 2018. [Online]. Available: <http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=capacidad>. [Accessed: 03-Feb-2018].

XM S.A. E.S.P., “PROPUESTA DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA INTEGRACIÓN DE FUENTES DE GENERACIÓN NO SÍNCRONA AL SIN,” 2017.

Z. Kai, L. Kexue, Y. Naipeng, J. Yuhong, L. Wenjun, and Q. Lihan, “The Impact of Distributed Generation and Its Parallel Operation on Distribution Power Grid,” 2015 5th Int. Conf. Electr. Util. Deregul. Restruct. Power Technol., pp. 2041–2045, 2015.

ANEXOS

Anexo A. Cálculo de la potencia generada en PowerFactory por el sistema FV para el cálculo solar

Este anexo presenta las ecuaciones más importantes por las cuales se obtiene la potencia generada del sistema FV. La información completa se puede revisar en la documentación técnica de referencia del elemento “PvSys” [73]

$$P_{panel} = \frac{E_{g,pv} * P_{pk,panel} * \eta_{rel} * \eta_{inv}}{E_{std}} \quad \text{Ecuación 1}$$

$$\eta_{rel} = \left(1 + B_c * (T_c - T_r)\right) * \left(1 + k_1 * \ln\left(\frac{E_{g,pv}}{E_{std}}\right) - k_2 * \left(\frac{E_{g,pv}}{E_{std}} - 1\right)\right) \quad \text{Ecuación 2}$$

$$T_c = T_a + \Delta T * E_{g,pv} \quad \text{Ecuación 3}$$

$$\Delta T = \frac{NOCT - 20}{0.8 * E_{STD}} \quad \text{Ecuación 4}$$

$$k_1 = \frac{U_{TO}}{U_{pmax0}} \quad \text{Ecuación 5}$$

$$k_2 = \frac{R_{pv} * I_{pmax0}}{U_{pmax0}} \quad \text{Ecuación 6}$$

Donde,

$E_{g,pv}$, es la irradiancia global en el plano del arreglo en W/m^2

E_{STD} , es el valor estándar de irradiancia ($1000 W/m^2$)

$P_{pk,panel}$, es la potencia pico nominal del panel sola en kW

η_{rel} , es la eficiencia relativa del panel

η_{inv} , es el factor de eficiencia del inversor

B_c , es el coeficiente de temperatura para la eficiencia del módulo

T_c , es la temperatura promedio del módulo en $^{\circ}C$

k_1 y k_2 son coeficientes de eficiencia

NOCT es la temperatura nominal de operación de la celda en $^{\circ}C$

U_{pmax0} , es la tensión en V en el punto máximo de potencia proporcional a la irradiancia

I_{pmax0} , es la corriente en A en el punto máximo de potencia proporcional a la irradiancia

R_{pv} , es la resistencia fotovoltaica en Ohm

U_{T0} , es la tensión de temperatura proporcional a la temperatura

Anexo B. Desagregación de demanda

Para desagregar la demanda según la propuesta de Gallego *et al* [75], el primer paso es identificar los comportamientos para distintos clientes, en este orden de ideas, las figuras 18-20 muestran los resultados hallados. En este punto se destaca que para cada cliente todas las curvas deben estar referenciadas a la misma base.

Figura 18. Curvas características para usuario tipo residencial del OR estudiado.

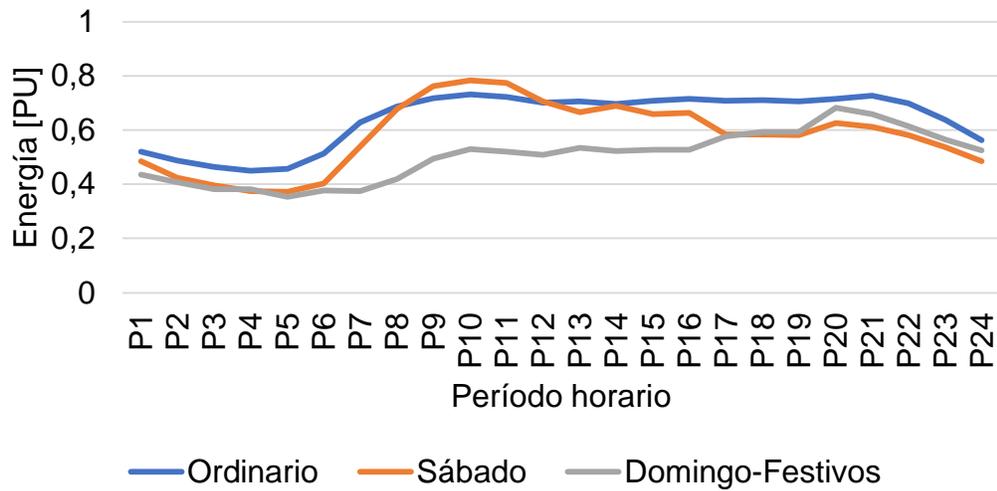


Figura 19. Curvas características para usuario tipo comercial del OR estudiado

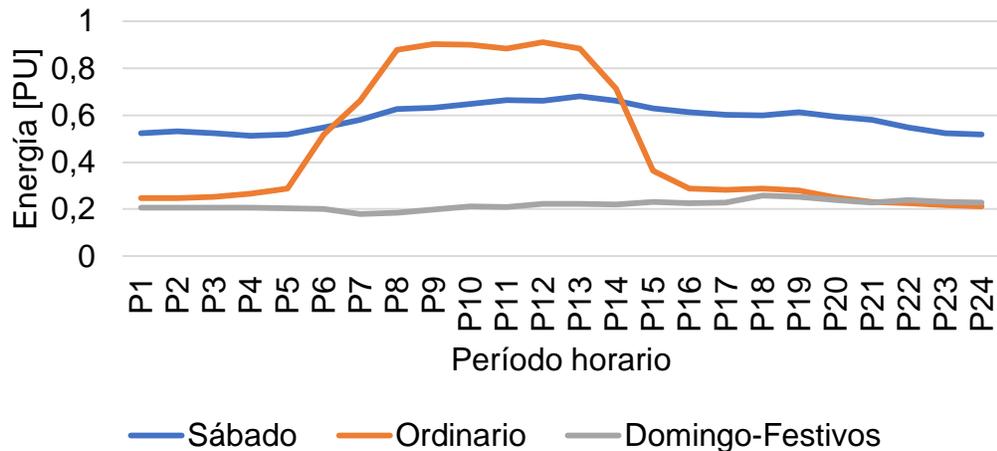
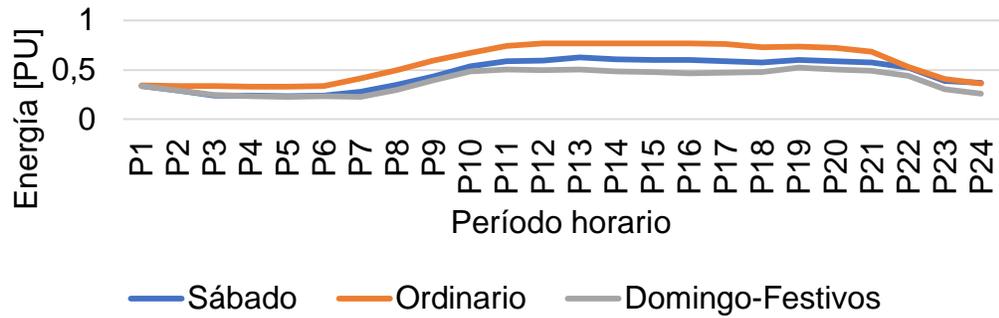
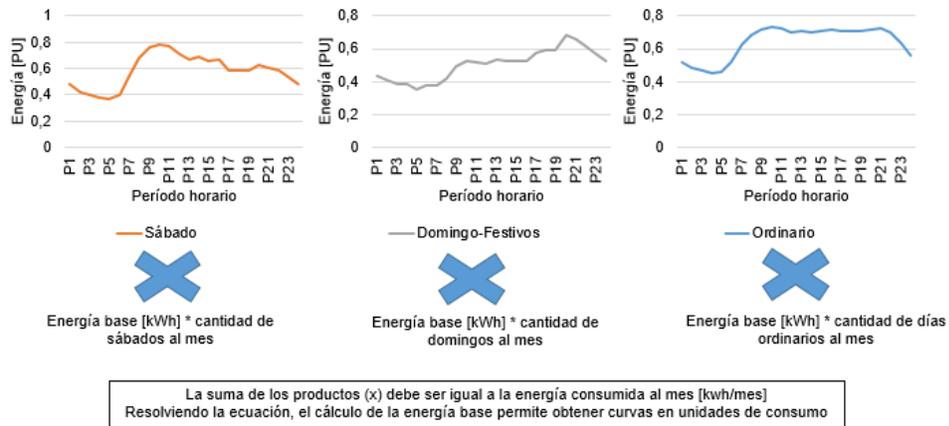


Figura 20. Curvas características para usuario tipo industrial del OR estudiado



Para el siguiente paso se usan las curvas características en por unidad y las energías mensuales de los clientes para establecer la curva en unidades de consumo para cada cliente considerando los tipos de días y cantidad de éstos en el mes. La Figura 21 muestra un ejemplo de la descripción anterior, la x en color azul representa de manera simbólica una multiplicación.

Figura 21. Ilustración para el cálculo de energía base para posterior consolidación de curvas en unidades de consumo.



Luego, por transformador se suman las curvas de los clientes que tenga asociados, para de esta forma obtener sus respectivas curvas en unidades de consumo. Por último, el resultado horario de sumar estos transformadores se escala teniendo en cuenta la energía circuito correspondiente (Ver Tabla 16).

Tabla 16. Ejemplo de escalamiento de transformadores para una hora particular, continuación de propuesta Gallego *et al* [75].

Transformador #	Energía [kWh]	Energía del circuito [kWh]	Escala	Energía escalada trafo [kWh]
1	0,33	12,3	12,3/10,18=1,21	$0,33*1,21=0,40$
2	0,95			1,15
3	0,29			0,35
4	0,88			1,06
5	0,68			0,82
6	0,99			1,20
7	0,52			0,63
8	0,31			0,37
9	0,81			0,98
10	0,92			1,11
11	0,90			1,09
12	0,39			0,47
13	0,78			0,94
14	0,86			1,04
15	0,57			0,69
Total	10,18			12,30

Por otro lado, la metodología que permite usar el software obedece a escalar la carga según su energía o capacidad instalada en referencia a todos los transformadores conectados del mismo circuito. La Tabla 17 muestra un ejemplo considerando el escalamiento por energías mensuales.

Tabla 17. Ejemplo de escalamiento por energía para una hora particular.

Transformador #	Energía [kWh/mes]	% representación	Energía del circuito [kWh]	Energía escalada trafo [kWh]
1	10,06	$10,06/309,66=3,25\%$	12,3	$12,3*3,25%=0,40$
2	29,04	9,38%		1,15
3	8,82	2,85%		0,35
4	26,62	8,60%		1,06
5	20,78	6,71%		0,83
6	30,10	9,72%		1,20
7	15,91	5,14%		0,63
8	9,44	3,05%		0,37
9	24,49	7,91%		0,97
10	28,01	9,05%		1,11
11	27,23	8,79%		1,08
12	11,87	3,83%		0,47
13	23,53	7,60%		0,93
14	26,11	8,43%		1,04
15	17,65	5,70%		0,70
Total	309,66	100%		12,3

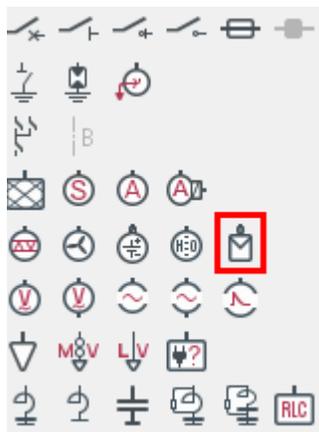
Anexo C. Modelamiento eléctrico y herramienta simulación cuasi-dinámica en PowerFactory DigSilent

La actividad de modelamiento y simulación empleada para esta actividad se puede dividir en tres puntos: i) ajuste del elemento FV, ii) integración de curvas para demanda e irradiación y iii) configuración de la simulación cuasi-dinámica. Los siguientes párrafos describen en forma concreta y enfocado para el uso en contexto de estas tres actividades, para más detalle se puede consultar las referencias técnicas del Software.

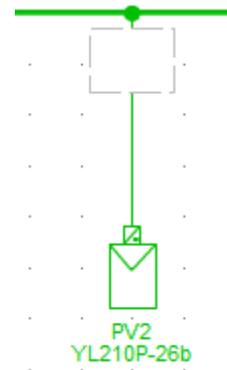
i) Ajuste del elemento

En el menú de elemento se escoge el símbolo mostrado en la figura tal y sobre el gráfico de dibujo se dispone en el nodo que se desee conectar.

Figura 22. Símbolo del elemento FV y disposición en gráfico. Tomado de PowerFactory DigSilent



a. Símbolo de generador FV desde el menú de elementos de PowerFactory DigSilent

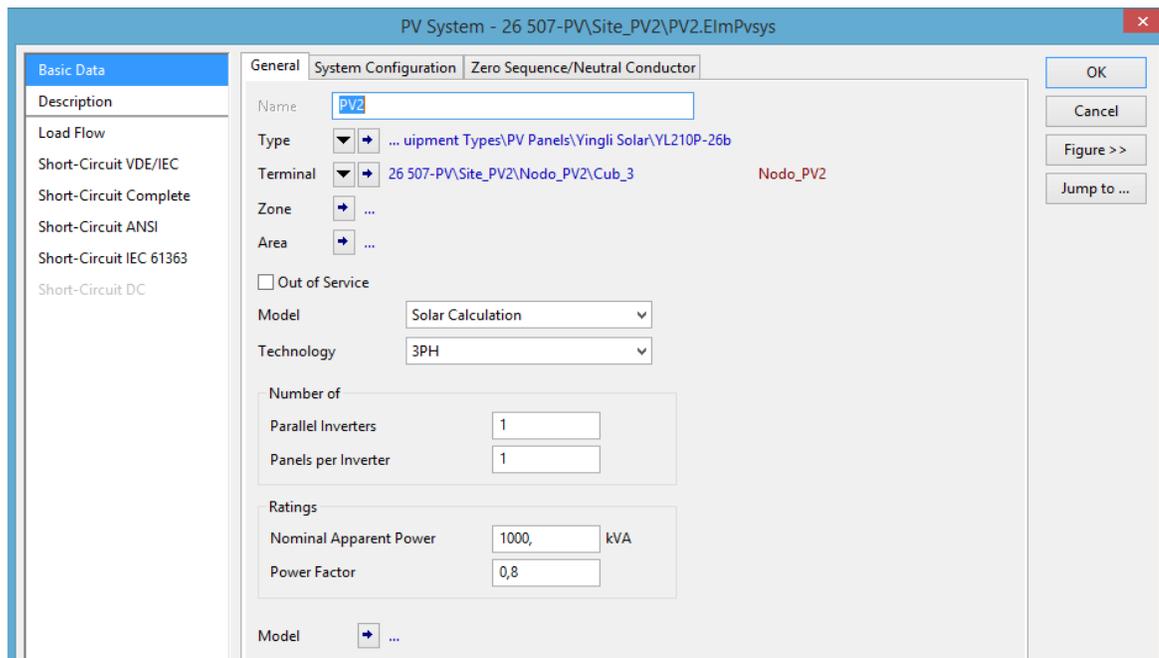


b. Disposición gráfica del elemento FV en el cuadro de dibujo.

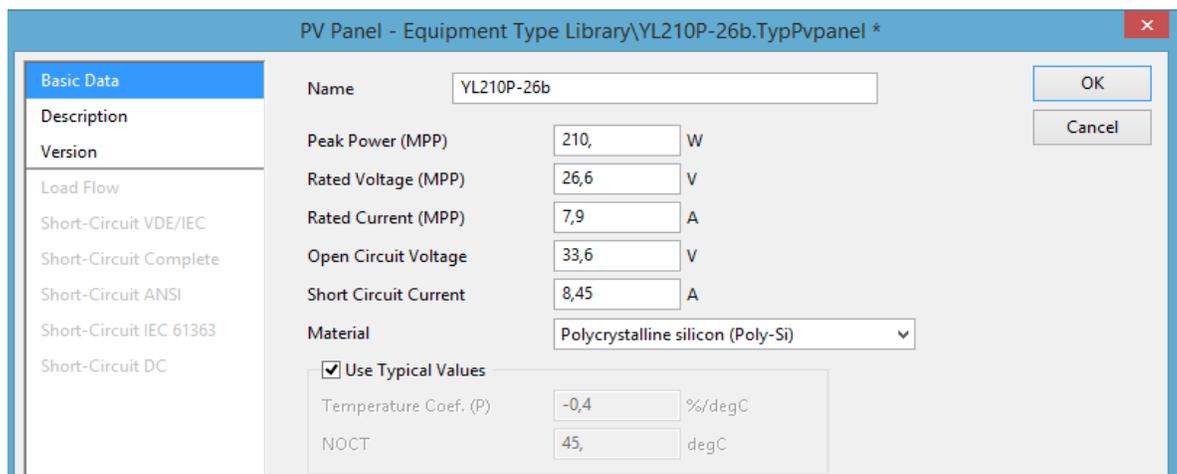
Para la configuración del elemento en el módulo “Basic Data”, pestaña “General” se escoge el modelo “Solar Calculation” y en “Type” la referencia del panel a usar, o

de requerirse se puede crear uno y se especifica la capacidad nominal del sistema FV. Luego, en la pestaña “System Configuration” se especifica la zona horaria, las componentes del montaje y la eficiencia del inversor. La Figura 23 resume las opciones seleccionadas.

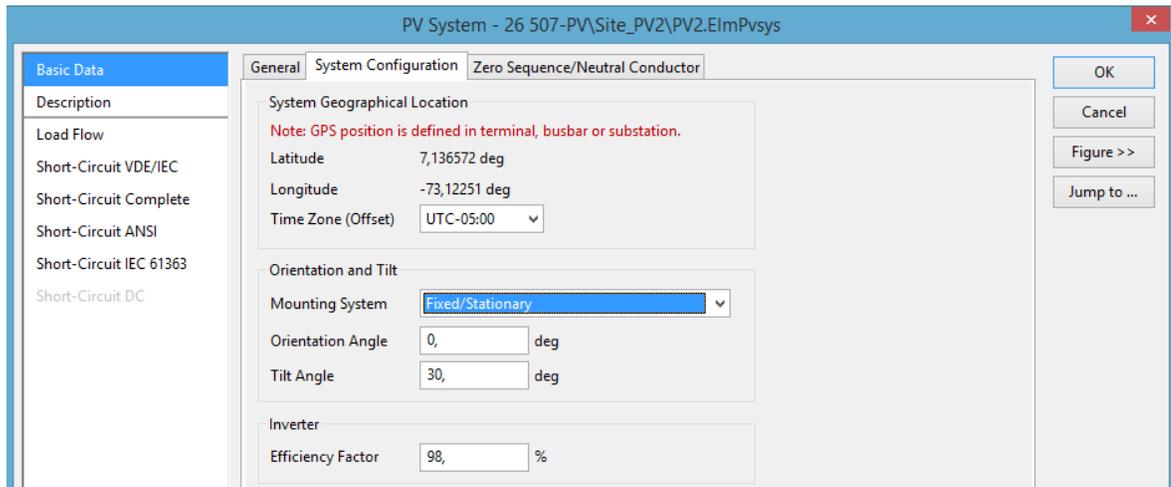
Figura 23. Configuración del módulo “Basic Data”. Tomado de PowerFactory DigSilent



a. Pestaña “General”



b. Especificaciones mínimas para la creación de un tipo o referencia de panel FV

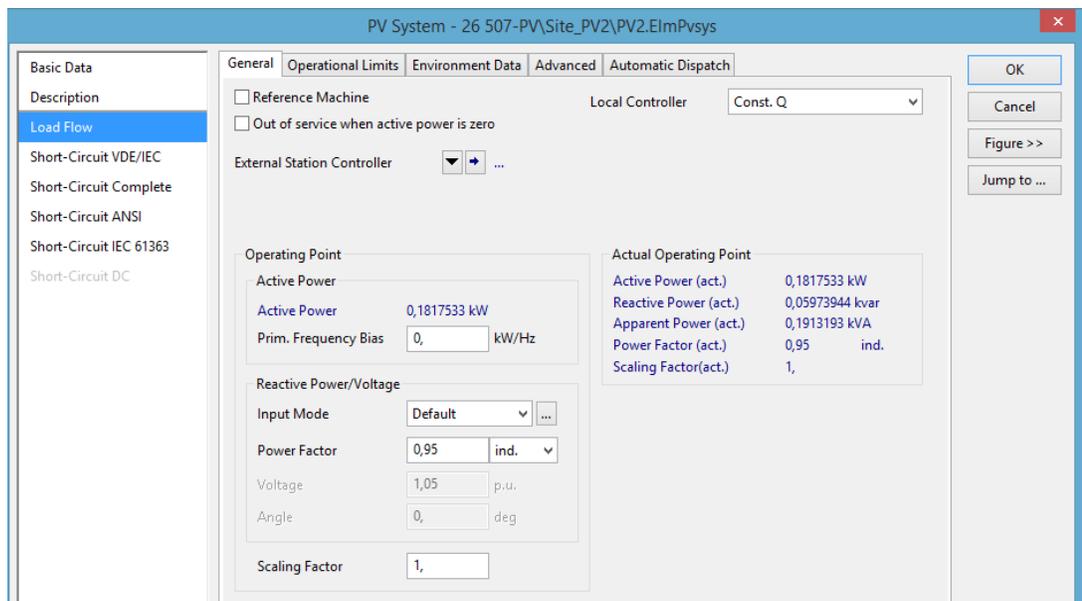


c. Pestaña “System Configuración”

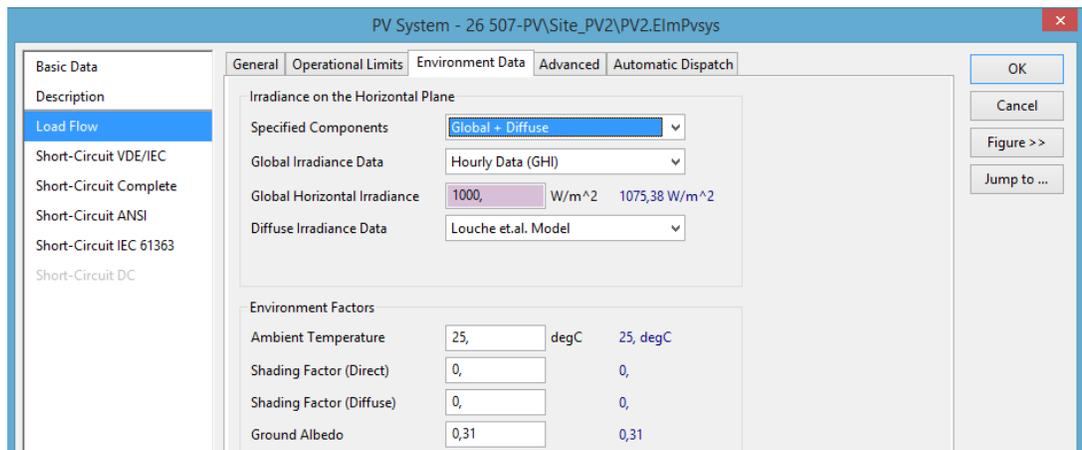
El siguiente paso es en el módulo “Load Flow”, pestaña “General”, donde se especifica el factor de potencia del sistema generador, así como el control de tensión en caso que tenga. Por último, en la pestaña “Environment Data” se definen las componentes ambientales (factor sombra, temperatura ambiente y albedo), adicionalmente se configura bajo qué componentes y siguiendo cuáles modelos se harán los cálculos relacionados a irradiación. Es importante en este punto se elija la opción “Hourly Data (GHI)” para poder ingresar la curva de irradiación correspondiente. La

Figura 24 consolida las opciones elegidas para la configuración de este.

Figura 24. Configuración del módulo “Load Flow”. Tomado de PowerFactory DigSilent



a. Pestaña “General”



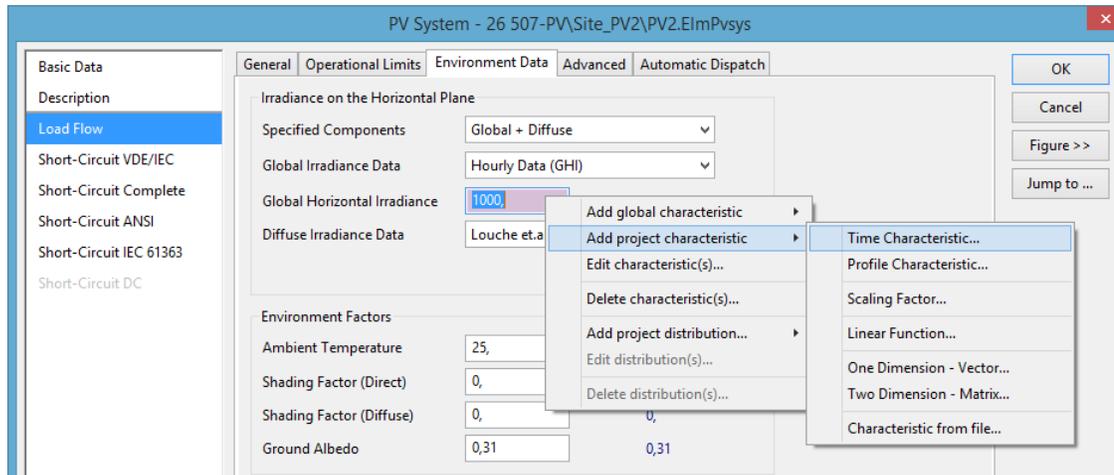
c. Pestaña “Environment Data”

ii) Integración de curvas para demanda e irradiación

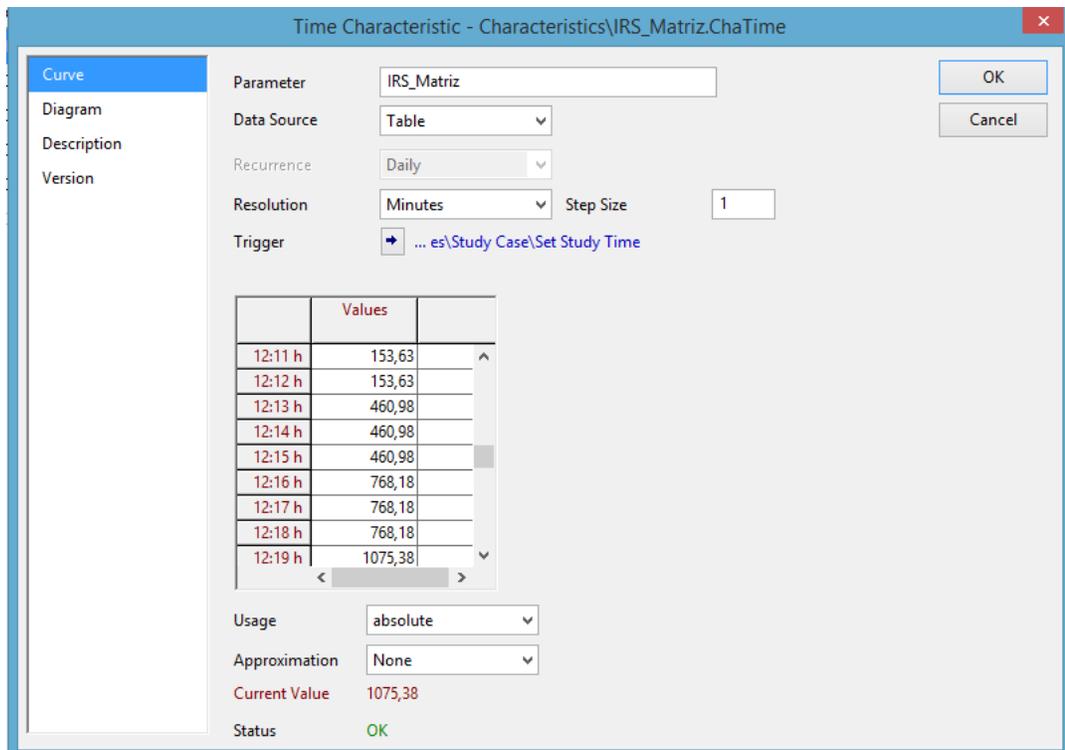
La integración de curvas es igual para demanda e irradiación, se puede crear la tabla en el software o se puede asociar con un archivo de Excel. En ambos casos, para la variable sobre la cual se quiere ingresar la curva se realiza clic derecho y selecciona la opción “Time Characteristic...”. Luego se especifica si la fuente es una

tabla, con su respectiva resolución, o si se escoge como fuente archivo “File” se configuran la ubicación del archivo y las opciones de formato.

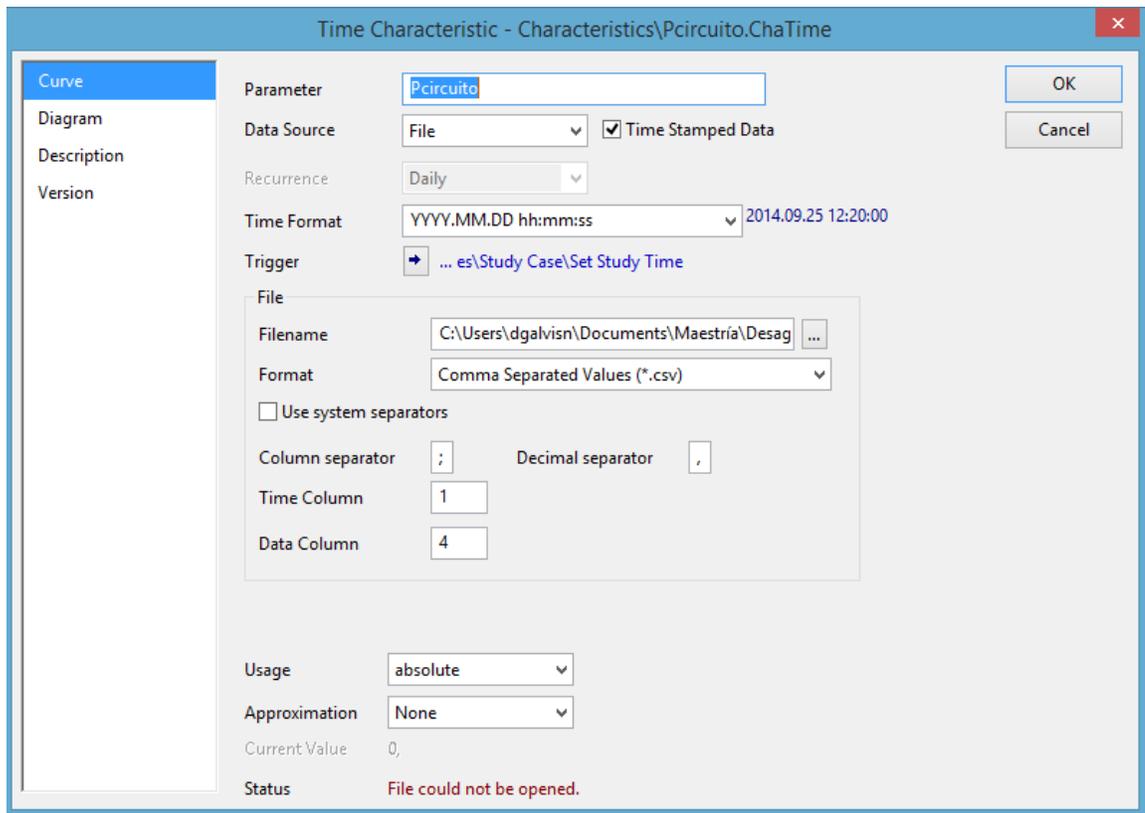
Figura 25. Integración de curvas en variables usando la opción “Time Characteristic...”. Tomado de PowerFactory DigSilent



a. Selección de la opción añadir “Time Characteristic..”



b. Configuración con fuente tabla



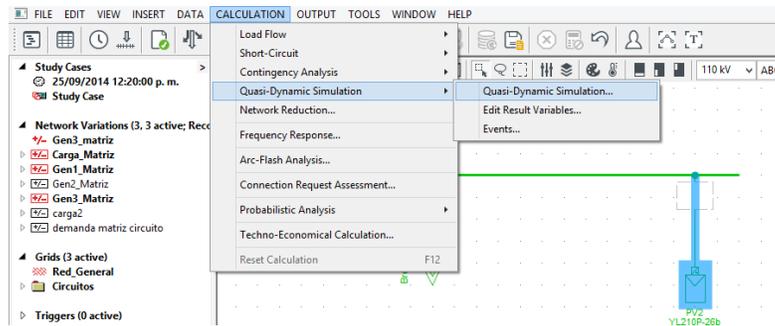
c. Configuración con fuente de archivo externo

iii) Configuración de la simulación cuasi-dinámica:

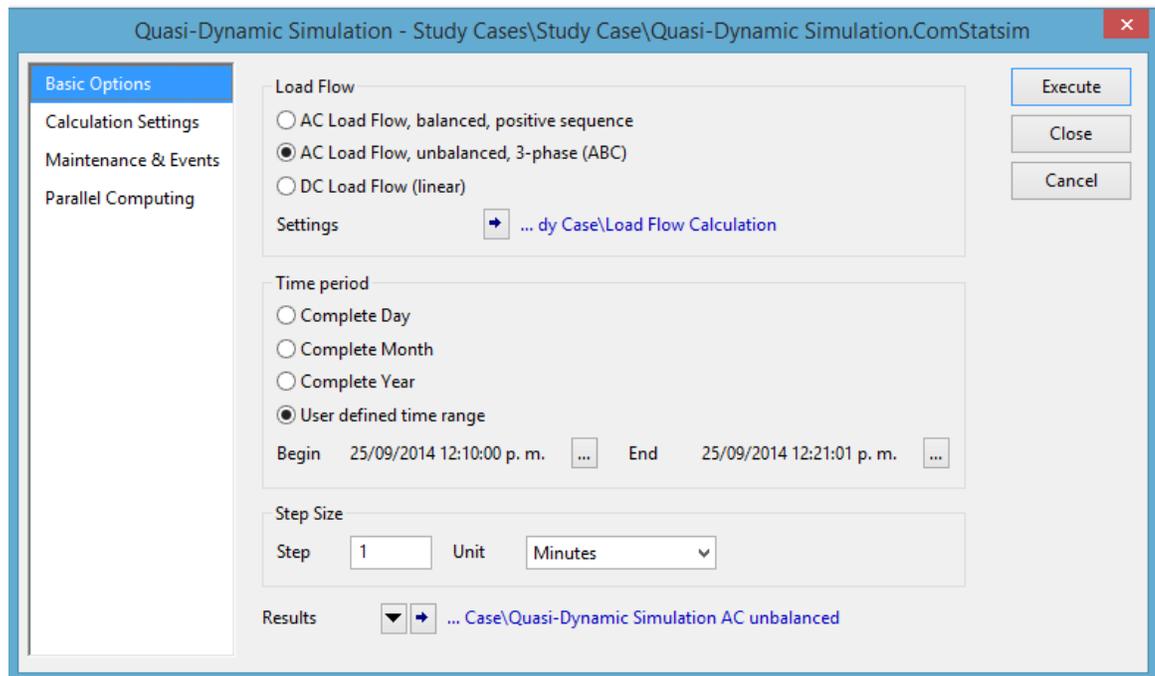
Para configurar la simulación cuasi-dinámica se debe hacer clic en el menú "Output", seguido de "Quasi-Dynamic Simulaton" y por último "Quasi-Dynamic Simulaton...". En las opciones básicas se ajusta el tipo de flujo de carga a usar, el rango y pasos de tiempo a simular, y los variables de resultado definidas (ver

Figura 26).

Figura 26. Configuración de la simulación cuasi-dinámica. Tomado de PowerFactory DigSilent



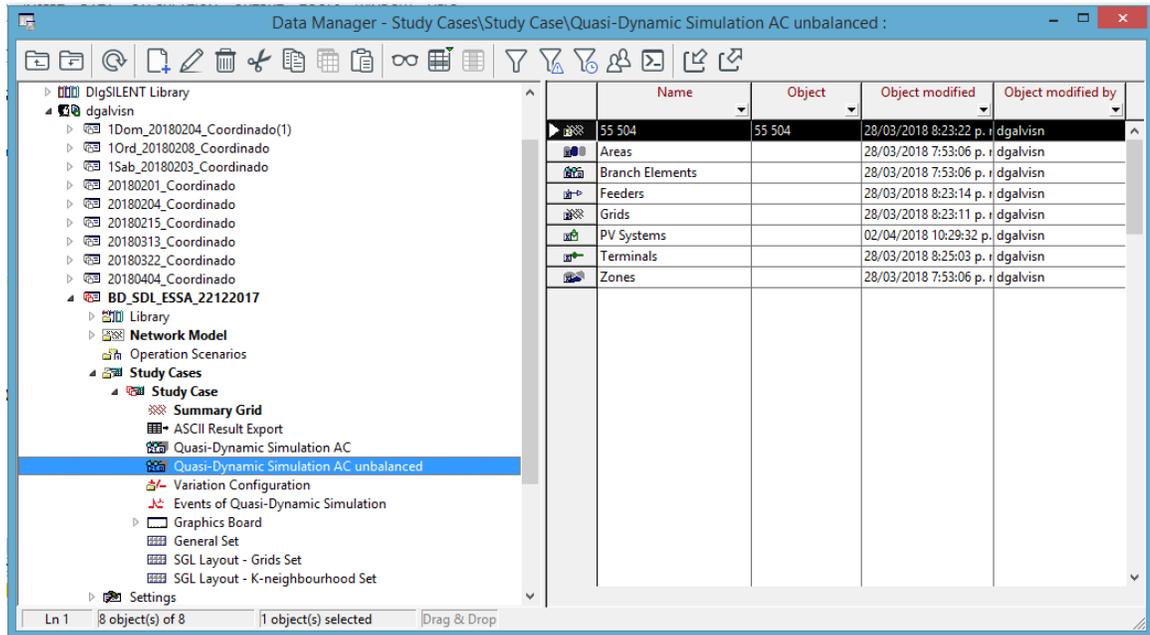
a. Opción “Quasi-Dynamic Simulaton...”



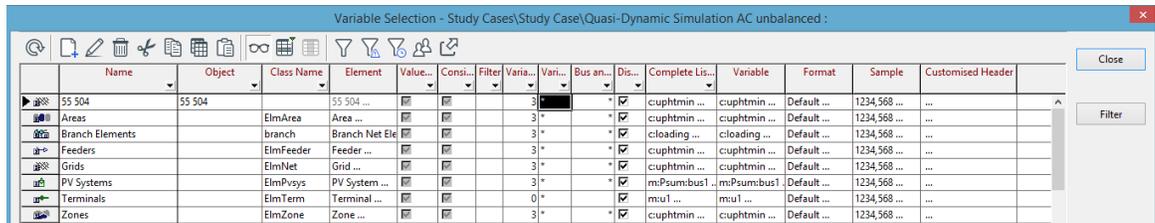
b. Configuración de opciones básicas

Para especificar los resultados que se desean obtener de las simulaciones, se busca el elemento de clase “Elements” correspondiente a la simulación cuasi-dinámica que se quiera emplear y se define para cada objeto haciendo doble clic en el campo “Variable” la lista de variables que se buscan analizar (ver Figura 27).

Figura 27. Configuración de resultados de simulación cuasi-dinámica. Tomado de PowerFactory DigSilent



a. Elemento “Results” desde el Data Manager

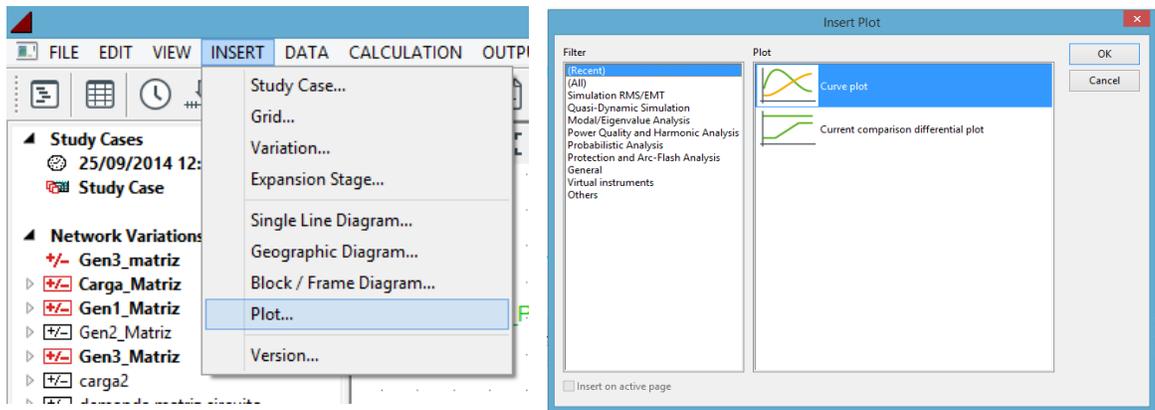


b. Configuración de variables para cada objeto

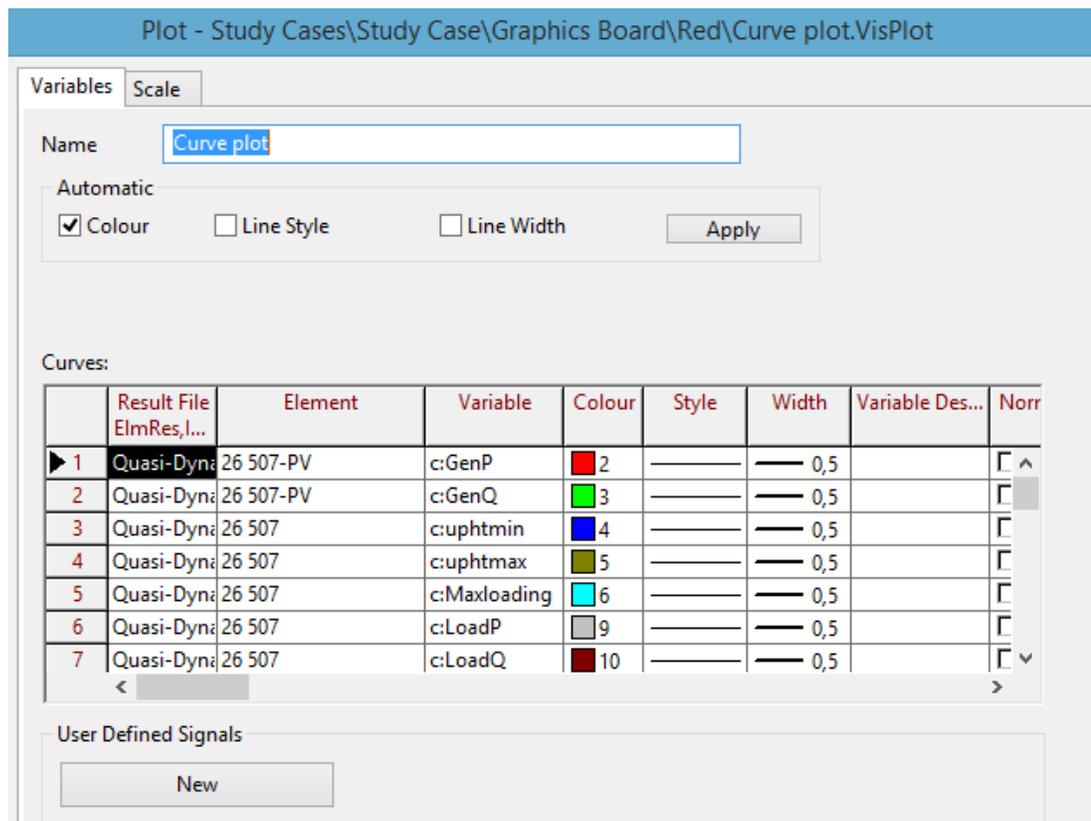
Por último, usando el menú “Insert”, y luego opción “plot”, se inserta una gráfica de tipo “Curve Plot”. Haciendo doble clic en el gráfico creado se eligen las variables que se desean mostrar. Con la simulación ejecutada, el gráfico recién ingresado se redibujará, para el cual se dará clic derecho y se escogerá la opción “Export” para poderlo llevar a un formato que luego permita el análisis de los resultados (ver

Figura 28).

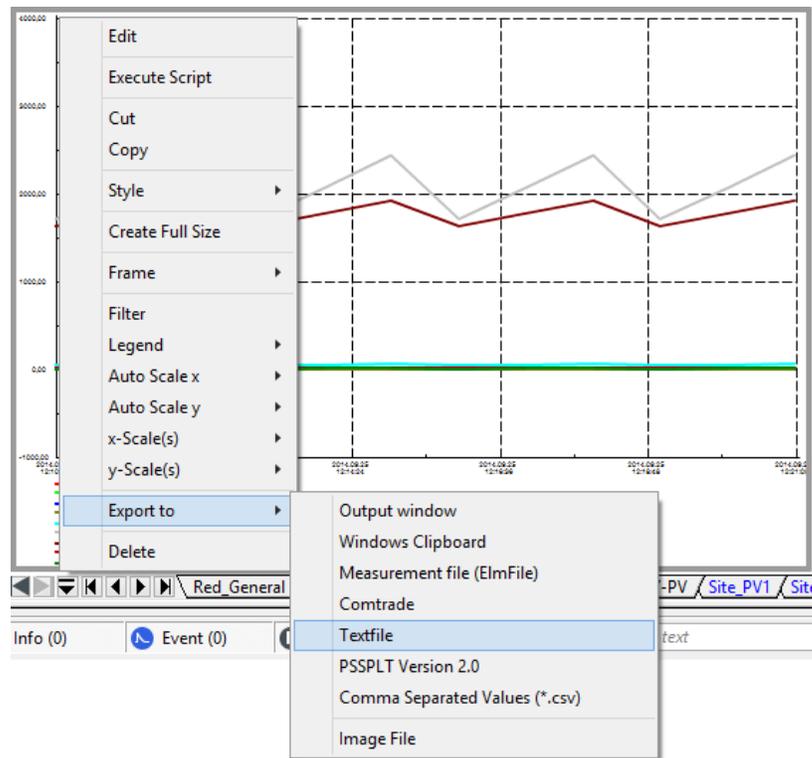
Figura 28. Configuración de “Curve Plot” y exportación de resultados. Tomado de PowerFactory DigSilent



a. Insertar “Curve Plot”



b. Definición de variables del gráfico



c. Exportación de resultados

Anexo D. Resultados de los indicadores para los casos hipotéticos de generación FV evaluados.

Las tablas 18 a 20 muestran los resultados completos de los indicadores para los casos de generación FV evaluados y descritos en el numeral 0:

- Caso 1:

Tabla 18. Resultados de indicadores asociados a probabilidades de ocurrencia para la evaluación realizada del Caso 1.

VD			
IRS [W/m ²] / Demanda [pu]	0.71	0.85	1
153.63	0.128%	0.249%	0.051%
460.88	0.126%	0.226%	0.061%
768.13	0.065%	0.167%	0.043%
1075.38	0.005%	0.049%	0.011%
Total	1.1814%		

VF			
IRS [W/m ²] / Demanda [pu]	0.71	0.85	1
153.63	0.000	0.000	0.000
460.88	0.000	0.000	0.000
768.13	0.000	0.000	0.000
1075.38	0.000	0.000	0.000
Total	2E-06		

VQR			
IRS [W/m ²] / Demanda [pu]	0.71	0.85	1
153.63	0.000	0.000	0.000
460.88	0.000	0.000	0.000
768.13	0.000	0.000	0.000
1075.38	0.000	0.000	0.000
Total	0.0000		

LLI			
IRS [W/m ²] / Demanda [pu]	0.71	0.85	1
153.63	0.000%	0.000%	0.000%
460.88	-0.007%	0.001%	0.000%
768.13	-0.003%	0.001%	0.000%
1075.38	0.000%	0.000%	0.000%
Total	-0.0068%		

LLDR			
IRS [W/m ²] / Demanda [pu]	0.71	0.85	1
153.63	0.008%	0.016%	0.003%
460.88	-0.329%	0.097%	0.008%
768.13	-0.165%	0.082%	0.008%
1075.38	-0.013%	0.027%	0.003%
Total	-0.2560%		

LL [kW]			
IRS [W/m ²] / Demanda [pu]	0.71	0.85	1
153.63	1.28	2.95	0.72
460.88	1.26	2.68	0.85
768.13	0.64	1.98	0.60
1075.38	0.05	0.58	0.16
Total	13.7360		

- Caso 2

Tabla 19. Resultados de indicadores asociados a probabilidades de ocurrencia para la evaluación realizada del Caso 2.

VD			
IRS [W/m ²] / Demanda [pu]	0.71	0.85	1
153.63	0.128%	0.249%	0.051%
460.88	0.126%	0.226%	0.061%
768.13	0.065%	0.167%	0.043%
1075.38	0.005%	0.049%	0.011%
Total	1.1813%		

LLI			
IRS [W/m ²] / Demanda [pu]	0.71	0.85	1
153.63	0.000%	0.001%	0.000%
460.88	-0.006%	0.002%	0.000%
768.13	-0.003%	0.002%	0.000%
1075.38	0.000%	0.001%	0.000%
Total	-0.0037%		

VF			
IRS [W/m ²] / Demanda [pu]	0.71	0.85	1
153.63	0.000	0.000	0.000
460.88	0.000	0.000	0.000
768.13	0.000	0.000	0.000
1075.38	0.000	0.000	0.000
Total	3E-06		

LLDR			
IRS [W/m ²] / Demanda [pu]	0.71	0.85	1
153.63	0.004%	0.008%	0.002%
460.88	-0.061%	0.027%	0.004%
768.13	-0.030%	0.025%	0.004%
1075.38	-0.002%	0.009%	0.001%
Total	-0.0104%		

VQR			
IRS [W/m ²] / Demanda [pu]	0.71	0.85	1
153.63	0.000	0.000	0.000
460.88	0.000	0.000	0.000
768.13	0.000	0.000	0.000
1075.38	0.000	0.000	0.000
Total	0.0000		

LL [kW]			
IRS [W/m ²] / Demanda [pu]	0.71	0.85	1
153.63	1.28	2.95	0.71
460.88	1.26	2.68	0.85
768.13	0.64	1.98	0.60
1075.38	0.05	0.58	0.16
Total	13.7356		

- Caso 3

Tabla 20. Resultados de indicadores asociados a probabilidades de ocurrencia para la evaluación realizada del Caso 3.

VD			
IRS [W/m ²] / Demanda [pu]	0.71	0.85	1
153.63	0.128%	0.249%	0.051%
460.88	0.126%	0.226%	0.061%
768.13	0.065%	0.167%	0.043%
1075.38	0.005%	0.049%	0.011%
Total	1.1813%		

LLI			
IRS [W/m ²] / Demanda [pu]	0.71	0.85	1
153.63	0.001%	0.001%	0.000%
460.88	-0.006%	0.002%	0.000%
768.13	-0.003%	0.002%	0.000%
1075.38	0.000%	0.001%	0.000%
Total	-0.0008%		

VF			
IRS [W/m ²] / Demanda [pu]	0.71	0.85	1
153.63	0.000	0.000	0.000
460.88	0.000	0.000	0.000
768.13	0.000	0.000	0.000
1075.38	0.000	0.000	0.000
Total	3E-06		

LLDR			
IRS [W/m ²] / Demanda [pu]	0.71	0.85	1
153.63	0.006%	0.012%	0.002%
460.88	-0.058%	0.034%	0.006%
768.13	-0.027%	0.033%	0.006%
1075.38	-0.002%	0.012%	0.002%
Total	0.0268%		

VQR			
IRS [W/m ²] / Demanda [pu]	0.71	0.85	1
153.63	0.000	0.000	0.000
460.88	0.000	0.000	0.000
768.13	0.000	0.000	0.000
1075.38	0.000	0.000	0.000
Total	0.0000		

LL [kW]			
IRS [W/m ²] / Demanda [pu]	0.71	0.85	1
153.63	1.28	2.95	0.71
460.88	1.26	2.68	0.85
768.13	0.64	1.98	0.60
1075.38	0.05	0.58	0.16
Total	13.7352		