

# **Maestría en Ingeniería Electrónica**

**Alternativa de algoritmo de control para un regulador MPPT  
para sistemas de autogeneración solar fotovoltaica.**

**Cristian Hernán Montilla Pinta**



---

**UNIVERSIDAD**

**Bogotá, D.C., 8 de julio de 2024**

Alternativa de algoritmo de control para un regulador MPPT para sistemas de autogeneración solar fotovoltaica.

Tesis para optar al título de magíster en Ingeniería Electrónica, con énfasis en Control y Automatización Industrial

Javier Andrés Ruiz Garzón

Director

Jurado:

Jurado:

Jurado:

Bogotá, D.C., 08 de julio de 2024

El trabajo de grado de maestría titulada “Alternativa de algoritmo de control para un regulador MPPT para sistemas de autogeneración solar fotovoltaica”, presentada por Cristian Hernán Montilla Pinta, cumple con los requisitos establecidos para optar al título de Magíster en Ingeniería Electrónica con énfasis en Control y Automatización Industrial.

**Director Trabajo de Grado**

Javier Andrés Ruiz Garzón

**Jurado**

---

**Jurado**

---

**Jurado**

---

Bogotá, D.C., 08 de julio de 2024

# Agradecimientos

Debo agradecer en primer lugar al guionista por permitirme tener la oportunidad de vivir, estudiar y trabajar en lo que me apasiona. Luego debo dar las gracias a la mujer que me dio la vida y cada día me da las alas para ser una mejor persona, a mi madre que desde el primer día ha cultivado en mí un hombre con perseverancia. Agradezco a mi familia, novia y amigos por estar presente en cada uno de los momentos más importantes de mi vida y por darme ese apoyo incondicional cuando más lo necesité, para ellos, también es este triunfo.

Me gustaría compartir con la persona que esté leyendo este trabajo de grado, una frase que me dio el impulso para finalizar y culminar con este proyecto:

*“La mayoría de las personas se dan por vencidas cuando están a punto de lograr el éxito, se rinden en la línea de anotación, se rinden al último minuto del juego, a un paso de la anotación ganadora” (Ross Perot)*

# Resumen

Las plantas de generación a partir de energía solar fotovoltaica presentan variaciones en su eficiencia debido a factores externos como lo son la temperatura y la irradiancia de cada zona donde se encuentran ubicadas. Uno de los proyectos ubicado en la Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito corresponde a la planta solar que cuenta con una capacidad instalada de 101,76 kWp y adicionalmente un control de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT por sus siglas en inglés) con base en conductancia incremental dependiendo de las condiciones atmosféricas a la entrada de los inversores.

Las condiciones físicas y eléctricas de la instalación solar fotovoltaica conllevan a que se deban utilizar dos transformadores en tramos considerablemente largos, la caída de tensión inherente al sistema conlleva a que no se aproveche el 100% de la energía generada por los paneles solares.

Existen diferentes métodos de control de seguimiento del punto de máxima potencia (por sus siglas en inglés MPPT "Maximum Power Point Tracking") que permiten encontrar el punto de máxima potencia, trayendo consigo mejoras en la velocidad de respuesta del sistema, adaptándose a las condiciones atmosféricas del entorno incrementando la relación costo – beneficio. En este trabajo de grado, se simuló, una alternativa de control mediante lógica difusa. Para llevar a cabo esto, fue necesario parametrizar toda la instalación eléctrica haciendo que los datos correspondieran con los datos reales de la planta de energía solar. De los resultados obtenidos se puede apreciar que la implementación de este algoritmo permite la obtención de energía más eficiente por encima de los 800 W/m<sup>2</sup>, tiene un mejor tiempo de respuesta ante cambios de irradiancia de hasta 250 milisegundos, adicionalmente no presenta fluctuaciones significativas alrededor del punto de máxima potencia con reducciones de hasta un 6,41% y permite obtener una eficiencia promedio superior de 1,85% respecto al algoritmo de control por conductancia incremental.

# Índice General

Agradecimientos.....	4
Resumen.....	5
Índice General.....	6
Índice de Tablas.....	8
Índice de Ilustraciones.....	10
Índice de Símbolos.....	20
1. Introducción.....	1
1.1 Justificación.....	3
1.2 Planteamiento problema.....	4
1.3 Objetivos.....	9
2. Marco Teórico.....	10
2.1 Sistema de Autogeneración Solar Fotovoltaica Conectada a Red.....	10
2.2 Instalación de autogeneración solar fotovoltaica conectada a red – Edificio Alejandro Sandino.....	11
2.3 Principio físico.....	12
3. Metodología.....	30
3.1 Modelamiento del sistema.....	31
3.2 Modelamiento del sistema por conductancia incremental.....	39
3.3 Modelamiento del sistema por lógica difusa.....	52
4. Resultados y contribución.....	66
4.1 Resultados del modelamiento por conductancia incremental.....	66
4.2 Resultados del modelamiento por lógica difusa.....	89
5. Conclusiones.....	95
6. Bibliografía.....	102
7. Anexos.....	106
7.1 Componentes principales – Cuadro dinámico.....	106
7.2 Gráficas obtenidas mediante modelamiento por conductancia incremental en convertidores DC-DC pertenecientes a los arreglos solares fotovoltaicos para los inversores 2, 3 y 4,.....	108
7.3 Gráficas de Potencia vs Tiempo correspondientes a los resultados obtenidos para cada convertidor DC-DC, evaluados de manera individual mediante el control por medio del algoritmo por conductancia incremental.....	111

7.4	Gráficas de Potencia vs Tiempo correspondientes a los resultados obtenidos para cada convertidor DC-DC, evaluados de manera individual pero integrados en conjunto mediante el control por medio del algoritmo por conductancia incremental .....	113
7.5	Gráficas de Potencia vs Tiempo correspondientes a los resultados obtenidos para cada convertidor DC-DC, evaluados de manera individual mediante el control por medio del algoritmo por lógica difusa .....	115
7.6	Gráficas de Potencia vs Tiempo correspondientes a los resultados obtenidos para cada convertidor DC-DC, evaluados de manera individual pero integrados en conjunto mediante el control por medio del algoritmo por lógica difusa .....	117
7.1	Modelo de simulación total por algoritmo de control por conductancia incremental .....	119

# Índice de Tablas

<b>Tabla 1</b> Parámetros para simulación en SDDP – Software de simulación expansión eléctrica 2020-2034. <i>Obtenida de</i> (UPME, 2020, pág. 17).....	5
<b>Tabla 2</b> Resumen plan de expansión UPME año 2020 al 2034. <i>Obtenida de</i> (UPME, 2020, pág. 111).....	6
<b>Tabla 3</b> Tabla de expansión para generación solar distribuida desde el año 2020 hasta el año 2024. <i>Obtenida de</i> (UPME, 2020, pág. 33).....	7
<b>Tabla 4</b> Módulos fotovoltaicos instalados en Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito.....	11
<b>Tabla 5</b> Cuadro comparativo de ventajas y desventajas para los diferentes métodos de control MPPT en instalaciones solares fotovoltaicas. <i>Modificado de</i> (Mao, y otros, 2020) .....	27
<b>Tabla 6</b> Descripción de abreviaturas de los diferentes algoritmos de control MPPT. Obtenido de (Mao, y otros, 2020).....	27
<b>Tabla 7</b> Características Eléctricas Tablero de baja tensión - "TFV1 - TABLERO DE MANIOBRAS 380 V" .....	45
<b>Tabla 8</b> Parámetros de medición en arreglo solar fotovoltaico. <i>Tabla adaptada de</i> (MathWorks, 2024).....	47
<b>Tabla 9</b> Cuadro de validación para el algoritmo por conductancia incremental. ....	51
<b>Tabla 10</b> Tipos de funciones de membresía para controlador de Lógica Difusa. <i>Obtenido de</i> (Math Works, 2024) .....	57
<b>Tabla 11</b> Potencia teórica generada por los paneles solares correspondientes al arreglo solar fotovoltaico perteneciente al Inversor número 1, dadas por diferentes irradiancias teóricas.....	72
<b>Tabla 12</b> Datos de prueba para modelo de algoritmo por conductancia incremental con irradiancia y carga fija con temperatura variable.....	72
<b>Tabla 13</b> Listado de potencias obtenidas en simulaciones de los inversores 1 a 4 .....	87
<b>Tabla 14</b> Tabla comparativa de potencias obtenidas mediante la implementación de algoritmo de control por conductancia incremental y lógica difusa para los diferentes convertidores DC-DC pertenecientes a los inversores de la instalación solar perteneciente a la Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito ubicado en el edificio Alejandro Sandino .....	97
<b>Tabla 15</b> Tabla comparativa de potencias obtenidas mediante la implementación de algoritmo de control por conductancia incremental y lógica difusa para el total de arreglos solares fotovoltaicos pertenecientes a todos los	



inversores de la instalación solar perteneciente a la Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito ubicado en el edificio Alejandro Sandino .....	98
--	----

# Índice de Ilustraciones

<b>Ilustración 1</b> Atlas de radiación solar, ultravioleta y ozono de Colombia. La figura muestra la irradiancia global horizontal medio diario anual en Colombia. Tomada de (IDEAM, 2014).....	2
<b>Ilustración 2</b> Demanda eléctrica mundial para el año 2050. Obtenida de (DNV, 2018) .....	4
<b>Ilustración 3</b> Producción energética en Colombia. Obtenida de (Acolgen, 2023) .....	5
<b>Ilustración 4</b> Esquemática autogeneración solar conectada a la red. Sistema de autogeneración solar fotovoltaico conectada a red. Adaptada de (Wega Lighting, 2021).....	10
<b>Ilustración 5</b> Edificio Alejandro Sandino. Techo del Edificio Alejandro Sandino Pardo. Modificada de (Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito, 2021) .....	11
<b>Ilustración 6</b> Esquemático conexión planta de generación solar fotovoltaica. Proceso de generación solar fotovoltaica. Modificada de (Kumar, Gupta, & Gupta, 2017) .....	12
<b>Ilustración 7</b> Modelo de la celda solar fotovoltaica. Tomada de (Kumar, Gupta, & Gupta, 2017). .....	13
<b>Ilustración 8</b> Seguimiento mecánico por medio de tres sensores (LDR – “Light dependent resistor”). Imagen referencial obtenida de Pvsysty y adaptada para explicación obtenida de (Wadgule & Aranke, 2016).....	15
<b>Ilustración 9</b> Mapa conceptual de los diferentes tipos de algoritmos de control MPPT en el mundo. Modificada de (Kumar, Gupta, & Gupta, 2017).....	16
<b>Ilustración 10</b> Gráfica de potencia, corriente y tensión en una celda solar fotovoltaica. Obtenida de (Ruiz, Beristáin, Sosa, & Hernández, 2010) .....	17
<b>Ilustración 11</b> Lógica del algoritmo perturbar y observar. Modificada de (Ruiz, Beristáin, Sosa, & Hernández, 2010) .....	18
<b>Ilustración 12</b> Gráfica I vs V Gráfica de la potencia en un sistema de energía solar en función de la tensión. Obtenida de (Echeverria, Judewicz, Murcia, Strack, & González, 2014) .....	19
<b>Ilustración 13</b> Gráfica de la corriente en función de la tensión. Obtenida de (Echeverria, Judewicz, Murcia, Strack, & González, 2014).....	20
<b>Ilustración 14</b> Cambios de derivada de la potencia respecto al voltaje en gráfica P vs V. Modificada de (Echeverria, Judewicz, Murcia, Strack, & González, 2014) .....	21

<b>Ilustración 15</b> Lógica del algoritmo por conductancia incremental. <i>Modificada de (Echeverría, Judewicz, Murcia, Strack, &amp; González, 2014)</i> .....	23
<b>Ilustración 16</b> Lazo de control difuso. <i>Modificada de (Kouro, 2002)</i> .....	24
<b>Ilustración 17</b> Matriz de reglas para lógica difusa. <i>Modificada de (Farfán et al. 2015)</i> .....	25
<b>Ilustración 18</b> Gráfica P – V. Ejemplo de gráfica P – V con temperatura constante e irradiancia variable. <i>Obtenida de (Farfán et al. 2015)</i> .....	26
<b>Ilustración 19</b> Descripción detallada de la metodología.....	30
<b>Ilustración 20</b> Planta Solar Fotovoltaica Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito .....	31
<b>Ilustración 21</b> Diagrama Unifilar General - Instalación Solar Fotovoltaica. <i>Diagrama Unifilar brindado por parte del programa de Ingeniería Eléctrica</i> .....	32
<b>Ilustración 22</b> Diagrama Unifilar General de la Universidad en Simulink. Modificado del diagrama unifilar general.....	32
<b>Ilustración 23</b> Listado de componentes principales Instalación Solar Fotovoltaica. Cuadro dinámico anexo al trabajo de grado .....	33
<b>Ilustración 24</b> Bloque de arreglo solar fotovoltaico. <i>Obtenido desde el Software Simulink - Matlab</i> .....	33
<b>Ilustración 25</b> Parámetros de entrada para el arreglo solar fotovoltaico – Primer inversor línea 1 .....	34
<b>Ilustración 26</b> Parámetros de entrada para el arreglo solar fotovoltaico – Primer inversor línea 2 .....	34
<b>Ilustración 27</b> Parámetros de entrada para el arreglo solar fotovoltaico – Segundo inversor línea 1 igual a tercer inversor línea 1 .....	35
<b>Ilustración 28</b> Parámetros de entrada para el arreglo solar fotovoltaico – Segundo inversor línea 2 igual a tercer inversor línea 2 .....	35
<b>Ilustración 29</b> Parámetros de entrada para el arreglo solar fotovoltaico – Cuarto inversor línea 1 igual a cuarto inversor línea 2 .....	36
<b>Ilustración 30</b> Modelo del módulo de celda solar fotovoltaica en Simulink. Obtenido de (MathWorks, 2023) .....	36
<b>Ilustración 31</b> Inversor compuesto por 6 IGBT'S en Simulink.....	37
<b>Ilustración 32</b> Control PWM aplicado a Inversor trifásico en Simulink.....	37
<b>Ilustración 33</b> Filtro RLC .....	38
<b>Ilustración 34</b> Valores ingresados en filtro RLC compuesto por impedancia RL y RC .....	38
<b>Ilustración 35</b> Convertidor reductor (Buck). <i>Obtenido de (Ejury, 2013, pág. 4)</i> .....	39

<b>Ilustración 36</b> Convertidor elevador (Boost). <i>Obtenido de</i> (Mohammed & Devaraj, 2014).....	39
<b>Ilustración 37</b> Modelo de convertidor DC - DC con conductancia incremental como algoritmo de control .....	42
<b>Ilustración 38</b> Gráfica de Potencia vs Temperatura con irradiancia fija configurada en 1000 W/m <sup>2</sup> .....	44
<b>Ilustración 39</b> Metodología de prueba a controlador DC-DC con base en algoritmo de conductancia incremental. ....	44
<b>Ilustración 40</b> Inversores ABB, instalados en la Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito .....	45
<b>Ilustración 41</b> Modelo de convertidor DC - DC con conductancia incremental como algoritmo de control - Conexión del total de arreglos solares fotovoltaicos. Nota: Ilustración anexa al final del trabajo de grado para mejor visualización. 46	46
<b>Ilustración 42</b> Menú de configuración para el bloque "BusSelector" en Simulink .....	48
<b>Ilustración 43</b> Control por conductancia incremental para Inversor No 1 .....	48
<b>Ilustración 44</b> Secuencia de funcionamiento en diagrama de flujo - Algoritmo de control por conductancia incremental en convertidor DC-DC.....	49
<b>Ilustración 45</b> Modelo AC - Control por conductancia incremental .....	52
<b>Ilustración 46</b> Modelo de convertidor DC - DC con lógica difusa como algoritmo de control.....	54
<b>Ilustración 47</b> Esquemático de controlador de lógica difusa en Simulink .....	55
<b>Ilustración 48</b> Parámetros de configuración predeterminados para controlador de Lógica Difusa en Simulink .....	55
<b>Ilustración 49</b> Programa de diseño para Lógica Difusa en Matlab.....	56
<b>Ilustración 50</b> Agregar variable de entrada en diseñador de Lógica Difusa....	56
<b>Ilustración 51</b> Funciones de pertenencia implementadas para la entrada definida como "e", haciendo referencia al "Error", para modelo de control MPPT por Lógica Difusa. ....	58
<b>Ilustración 52</b> Funciones de pertenencia implementadas para la entrada definida como "ce", haciendo referencia al "Cambio del error", para modelo de control MPPT por Lógica Difusa.....	59
<b>Ilustración 53</b> Funciones de pertenencia implementadas para la salida definida como "D", haciendo referencia a la "Modulación por ancho de pulso", para modelo de control MPPT por Lógica Difusa. ....	59
<b>Ilustración 54</b> Gráfica de potencia vs tiempo perteneciente al arreglo solar fotovoltaico del Inversor # 1 compuesto de 15 paneles en serie más otro en paralelo. Obtenida del software Matlab – Simulink.....	60

<b>Ilustración 55</b> Matriz de reglas para control MPPT por lógica difusa.....	62
<b>Ilustración 56</b> Gráfica de potencia vs tiempo para arreglo solar fotovoltaico perteneciente al inversor 1 evaluando la condición para entrada 1 = Pos_peq y entrada 2 = Neg_peq para el controlador por lógica difusa.....	63
<b>Ilustración 57</b> Gráfica de potencia vs tiempo para arreglo solar fotovoltaico perteneciente al inversor 1 evaluando la condición para entrada 1 = Neg_peq y entrada 2 = Pos_gran para el controlador por lógica difusa.....	63
<b>Ilustración 58</b> Menú "Rule editor" o editor de reglas para lógica difusa dentro del programa "Fuzzy Logic Designer". .....	64
<b>Ilustración 59</b> Menú "Rule Viewer" o visor de reglas para lógica difusa dentro del programa "Fuzzy Logic Designer". .....	65
<b>Ilustración 60</b> Herramienta de visualización 3D de la Matriz de Reglas para lógica difusa dentro del programa "Fuzzy Logic Designer". .....	65
<b>Ilustración 61</b> Mapa conceptual - Desarrollo del método por conductancia incremental.....	67
<b>Ilustración 62</b> Bloque "Signal_Builder" en Simulink.....	67
<b>Ilustración 63</b> Función de entrada de irradiancia para los arreglos solares fotovoltaicos pertenecientes a los MPPT 1 y 2 de los inversores 1, 2, 3 y 4....	68
<b>Ilustración 64</b> Inversor #1 - Instalación Solar Fotovoltaica Edificio Alejandro Sandino - Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito .....	69
<b>Ilustración 65</b> Modelo de simulación expandido para convertidor DC-DC perteneciente al inversor número 1.....	69
<b>Ilustración 66</b> Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC para el inversor número 1 antes de la carga .....	70
<b>Ilustración 67</b> Gráficas de Corriente [A] vs Voltaje [V] y Potencia [W] vs Voltaje [V] generadas por el software Simulink para diferentes irradiancias bajo la temperatura de los paneles solares correspondientes al MPPT 1 del Inversor 1, con temperatura establecida en 25 °C. ....	71
<b>Ilustración 68</b> Gráfica de Potencia [W] vs Voltaje [V] para 2 "Strings" (para un total de 4) perteneciente al arreglo solar fotovoltaico del inversor número 1. ..	71
<b>Ilustración 69</b> Gráfica de Potencia vs Temperatura con irradiancia igual a 1000 [W/m <sup>2</sup> ] .....	73
<b>Ilustración 70</b> Gráfica de Potencia vs Temperatura con irradiancia igual a 800 [W/m <sup>2</sup> ] .....	73
<b>Ilustración 71</b> Gráfica de Potencia vs Temperatura con irradiancia igual a 600 [W/m <sup>2</sup> ] .....	74
<b>Ilustración 72</b> Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC para el inversor número 1 después de la carga .....	74

<b>Ilustración 73</b> Inversor #2 - Instalación Solar Fotovoltaica Edificio Alejandro Sandino - Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito .....	75
<b>Ilustración 74</b> Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC para el inversor número 2 antes de la carga .....	76
<b>Ilustración 75</b> Gráficas de Corriente [A] vs Voltaje [V] y Potencia [W] vs Voltaje [V] generadas por el software Simulink para diferentes irradiancias bajo la temperatura de los paneles solares correspondientes al MPPT 1 del Inversor 2, con temperatura establecida en 25 °C. ....	76
<b>Ilustración 76</b> Gráficas de Corriente [A] vs Voltaje [V] y Potencia [W] vs Voltaje [V] generadas por el software Simulink para diferentes irradiancias bajo la temperatura de los paneles solares correspondientes al MPPT 2 del Inversor 2, con temperatura establecida en 25 °C. ....	77
<b>Ilustración 77</b> Gráfica de Potencia [W] vs Voltaje [V] para 3 "Strings" de 14 paneles, perteneciente al arreglo solar fotovoltaico del inversor número 2, MPPT 1. ....	77
<b>Ilustración 78</b> Gráfica de Potencia [W] vs Voltaje [V] para 3 "Strings" de 13 paneles, perteneciente al arreglo solar fotovoltaico del inversor número 2, MPPT 2. ....	78
<b>Ilustración 79</b> Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC para el inversor número 2 después de la carga .....	78
<b>Ilustración 80</b> Gráficas de Corriente [A] vs Voltaje [V] y Potencia [W] vs Voltaje [V] generadas por el software Simulink para diferentes irradiancias bajo la temperatura de los paneles solares correspondientes al MPPT 1 del Inversor 4, con temperatura establecida en 25 °C. ....	79
<b>Ilustración 81</b> Gráfica de Potencia [W] vs Voltaje [V] para 3 "Strings" (para un total de 6) perteneciente al arreglo solar fotovoltaico del inversor número 4. ..	79
<b>Ilustración 82</b> Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC para el inversor número 4 antes de la carga .....	80
<b>Ilustración 83</b> Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC para el inversor número 4 después de la carga .....	80
<b>Ilustración 84</b> Gráfica de Potencia vs Tiempo en los convertidores DC-DC (con control por conductancia incremental) pertenecientes a los 4 inversores de la instalación solar fotovoltaica ubicada en el techo del Edificio Alejandro Sandino. ....	81
<b>Ilustración 85</b> Modelo de simulación expandido para Inversor número 1 de la instalación solar fotovoltaica perteneciente a la Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito .....	82
<b>Ilustración 86</b> Gráfica de Potencia vs Tiempo en modelo de simulación para el Inversor número 1. ....	82

<b>Ilustración 87</b> Gráfica de Potencia vs Tiempo. Potencia DC generada por el arreglo solar fotovoltaico perteneciente al Inversor 1. ....	83
<b>Ilustración 88</b> Gráfica de Potencia vs Tiempo. Potencia AC de salida perteneciente al Inversor 1. ....	83
<b>Ilustración 89</b> Gráfica de Potencia vs Tiempo en modelo de simulación para el Inversor número 2. ....	84
<b>Ilustración 90</b> Gráfica de Potencia vs Tiempo. Potencia DC generada por el arreglo solar fotovoltaico perteneciente al Inversor 2. ....	84
<b>Ilustración 91</b> Gráfica de Potencia vs Tiempo. Potencia AC de salida perteneciente al Inversor 2. ....	85
<b>Ilustración 92</b> Gráfica de Potencia vs Tiempo en modelo de simulación para el Inversor número 4. ....	85
<b>Ilustración 93</b> Gráfica de Potencia vs Tiempo. Potencia DC generada por el arreglo solar fotovoltaico perteneciente al Inversor 4. ....	86
<b>Ilustración 94</b> Gráfica de Potencia vs Tiempo. Potencia AC de salida perteneciente al Inversor 4. ....	86
<b>Ilustración 95</b> Modelo de simulación final para instalación solar fotovoltaica ubicada en Edificio Alejandro Sandino en la Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito, basado en control MPPT por medio de conductancia incremental. ....	87
<b>Ilustración 96</b> Gráficas de potencia vs tiempo. Correspondientes a las potencias generadas por cada uno de los arreglos solares fotovoltaicos para cada uno de los 4 inversores. ....	88
<b>Ilustración 97</b> Gráficas de potencia vs tiempo. Correspondientes a la potencia total generada por los 4 inversores de la instalación solar fotovoltaica ubicada en el Edificio Alejandro Sandino en la Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito, basado en control MPPT por medio de conductancia incremental. ....	88
<b>Ilustración 98</b> Modelo de simulación utilizado para evaluar la etapa 2 (Convertidor DC-DC controlado por algoritmo de lógica difusa) en Inversores. ....	90
<b>Ilustración 99</b> Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC (con algoritmo por lógica difusa) para el inversor número 1 antes de la carga .....	90
<b>Ilustración 100</b> Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC (con algoritmo por lógica difusa) para el inversor número 1 después de la carga ...	91
<b>Ilustración 101</b> Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC (con algoritmo por lógica difusa) para el inversor número 2 antes de la carga .....	92
<b>Ilustración 102</b> Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC (con algoritmo por lógica difusa) para el inversor número 2 después de la carga ...	92

<b>Ilustración 103</b> Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC (con algoritmo por lógica difusa) para el inversor número 4 antes de la carga .....	93
<b>Ilustración 104</b> Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC (con algoritmo por lógica difusa) para el inversor número 4 después de la carga ...	94
<b>Ilustración 105</b> Gráfica de Potencia vs Tiempo en los convertidores DC-DC (con control por lógica difusa) pertenecientes a los 4 inversores de la instalación solar fotovoltaica ubicada en el techo del Edificio Alejandro Sandino. ....	94
<b>Ilustración 106</b> Gráfica comparativa de potencias obtenidas mediante el control por el algoritmo por conductancia incremental y lógica difusa para el total de arreglos solares fotovoltaicos pertenecientes a todos los inversores de la Universidad.....	96
<b>Ilustración 107</b> Gráfica comparativa de fluctuación de potencia (%), valores obtenidos mediante el control por el algoritmo por conductancia incremental y lógica difusa para el total de arreglos solares fotovoltaicos pertenecientes a todos los inversores de la Universidad.....	99
<b>Ilustración 108</b> Gráfica comparativa de tiempo de establecimiento (s), valores obtenidos mediante el control por el algoritmo por conductancia incremental y lógica difusa para el total de arreglos solares fotovoltaicos pertenecientes a todos los inversores de la Universidad.....	100
<b>Ilustración 109</b> Anexo - Ficha técnica de Inversores en la instalación solar fotovoltaica perteneciente a la Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito - Edificio Alejandro Sandino .....	106
<b>Ilustración 110</b> Anexo - Ficha técnica de transformador de potencia baja – baja utilizado en la instalación solar fotovoltaica perteneciente a la Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito - Edificio Alejandro Sandino .....	106
<b>Ilustración 111</b> Anexo - Ficha técnica de conductor DC utilizado en la instalación solar fotovoltaica perteneciente a la Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito - Edificio Alejandro Sandino.....	106
<b>Ilustración 112</b> Anexo - Ficha técnica de los paneles solares instalados en la instalación solar fotovoltaica perteneciente a la Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito - Edificio Alejandro Sandino.....	107
<b>Ilustración 113</b> Anexo - Ficha técnica de la estación meteorológica ubicada en la instalación solar fotovoltaica perteneciente a la Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito - Edificio Alejandro Sandino.....	107
<b>Ilustración 114</b> Anexo - Gráfica de Potencia vs Temperatura para convertidor DC-DC perteneciente al inversor 2 con irradiancia fija configurada en 1000 W/m <sup>2</sup> y temperatura variable.....	108



<b>Ilustración 115</b> Anexo - Gráfica de Potencia vs Temperatura para convertidor DC-DC perteneciente al inversor 2 con irradiancia fija configurada en 800 W/m <sup>2</sup> y temperatura variable.....	108
<b>Ilustración 116</b> Anexo - Gráfica de Potencia vs Temperatura para convertidor DC-DC perteneciente al inversor 2 con irradiancia fija configurada en 600 W/m <sup>2</sup> y temperatura variable, Nota: No se adjuntan resultados para el convertidor DC-DC del inversor 3 debido a que tiene la misma cantidad y arreglo solar fotovoltaico del inversor 2.....	109
<b>Ilustración 117</b> Anexo - Gráfica de Potencia vs Temperatura para convertidor DC-DC perteneciente al inversor 4 con irradiancia fija configurada en 1000 W/m <sup>2</sup> y temperatura variable.....	109
<b>Ilustración 118</b> Anexo - Gráfica de Potencia vs Temperatura para convertidor DC-DC perteneciente al inversor 4 con irradiancia fija configurada en 800 W/m <sup>2</sup> y temperatura variable.....	110
<b>Ilustración 119</b> Anexo - Gráfica de Potencia vs Temperatura para convertidor DC-DC perteneciente al inversor 4 con irradiancia fija configurada en 600 W/m <sup>2</sup> y temperatura variable.....	110
<b>Ilustración 120</b> Anexo - Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC para el inversor número 1 antes de la carga .....	111
<b>Ilustración 121</b> Anexo - Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC para el inversor número 1 después de la carga .....	111
<b>Ilustración 122</b> Anexo - Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC para el inversor número 2 antes de la carga .....	111
<b>Ilustración 123</b> Anexo - Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC para el inversor número 2 después de la carga .....	112
<b>Ilustración 124</b> Anexo - Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC para el inversor número 4 antes de la carga .....	112
<b>Ilustración 125</b> Anexo - Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC para el inversor número 4 después de la carga .....	112
<b>Ilustración 126</b> Anexo - Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC para el inversor número 1 y conectado con los demás convertidores DC-DC hacia una única carga .....	113
<b>Ilustración 127</b> Anexo - Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC para el inversor número 2 y conectado con los demás convertidores DC-DC hacia una única carga .....	113
<b>Ilustración 128</b> Anexo - Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC para el inversor número 3 y conectado con los demás convertidores DC-DC hacia una única carga .....	114

<b>Ilustración 129</b> Anexo - Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC para el inversor número 4 y conectado con los demás convertidores DC-DC hacia una única carga .....	114
<b>Ilustración 130</b> Anexo - Gráfica de Potencia vs Tiempo en los convertidores DC-DC (con control por conductancia incremental) pertenecientes a los 4 inversores de la instalación solar fotovoltaica ubicada en el techo del Edificio Alejandro Sandino. ....	114
<b>Ilustración 131</b> Anexo - Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC (con algoritmo por lógica difusa) para el inversor número 1 antes de la carga .....	115
<b>Ilustración 132</b> Anexo - Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC (con algoritmo por lógica difusa) para el inversor número 1 después de la carga .....	115
<b>Ilustración 133</b> Anexo - Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC (con algoritmo por lógica difusa) para el inversor número 2 antes de la carga .....	115
<b>Ilustración 134</b> Anexo - Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC (con algoritmo por lógica difusa) para el inversor número 2 después de la carga .....	116
<b>Ilustración 135</b> Anexo - Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC (con algoritmo por lógica difusa) para el inversor número 4 antes de la carga .....	116
<b>Ilustración 136</b> Anexo - Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC (con algoritmo por lógica difusa) para el inversor número 4 después de la carga .....	116
<b>Ilustración 137</b> Anexo - Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC para el inversor número 1 y conectado con los demás convertidores DC-DC hacia una única carga .....	117
<b>Ilustración 138</b> Anexo - Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC para el inversor número 2 y conectado con los demás convertidores DC-DC hacia una única carga .....	117
<b>Ilustración 139</b> Anexo - Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC para el inversor número 3 y conectado con los demás convertidores DC-DC hacia una única carga .....	117
<b>Ilustración 140</b> Anexo - Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC para el inversor número 4 y conectado con los demás convertidores DC-DC hacia una única carga .....	118
<b>Ilustración 141</b> Anexo - Gráfica de Potencia vs Tiempo en los convertidores DC-DC (con control por lógica difusa) pertenecientes a los 4 inversores de la	

instalación solar fotovoltaica ubicada en el techo del Edificio Alejandro Sandino. .....	118
<b>Ilustración 142</b> Anexo - Modelo de simulación DC/AC (algoritmo de control por conductancia incremental) de la instalación solar fotovoltaica perteneciente a la Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito ubicada en el Edificio Alejandro Sandino.....	119
<b>Ilustración 143</b> Anexo - Modelo de simulación DC (algoritmo de control por conductancia incremental) de la instalación solar fotovoltaica perteneciente a la Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito ubicada en el Edificio Alejandro Sandino.....	119
<b>Ilustración 144</b> Anexo - Modelo de simulación DC (algoritmo de control por lógica difusa) de la instalación solar fotovoltaica perteneciente a la Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito ubicada en el Edificio Alejandro Sandino .....	120

# Índice de Símbolos

**AGPE:** Autogeneración a pequeña escala

**D:** Distribuido

**Duty Cycle:** Ciclo de trabajo

**GE:** Gran escala

**IDEAM:** Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

**I<sub>D</sub>:** Corriente en el diodo

**I<sub>mpp</sub>:** Corriente en el punto máximo de potencia

**I<sub>p</sub>:** Corriente resistiva

**I<sub>ph</sub>:** Corriente fotoeléctrica

**I<sub>pv</sub>:** Corriente de la celda fotovoltaica

**I<sub>sc</sub>:** Corriente de cortocircuito

**MPPT:** Seguimiento del punto de máxima potencia

**P<sub>ant</sub>:** Potencia anterior

**P<sub>act</sub>:** Potencia actual

**P&O:** Perturbar y Observar (Algoritmo de control)

**PV:** Fotovoltaico (Photovoltaic)

**PID:** Control Proporcional Integral Derivativo (Proportional – Integral – Derivative)

**PWM:** Modulación de ancho de pulso (Pulse width modulated)

**SIN:** Sistema Interconectado Nacional

**STRING:** Grupo de paneles solares conectados en serie

**UPME:** Unidad de Planeación Minero Energética

**V<sub>mpp</sub>:** Voltaje en el punto máximo de potencia

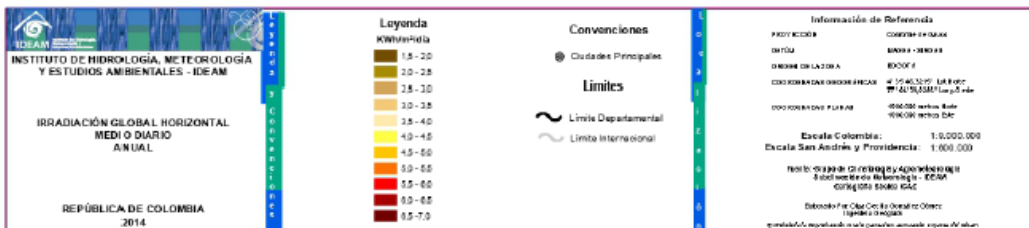
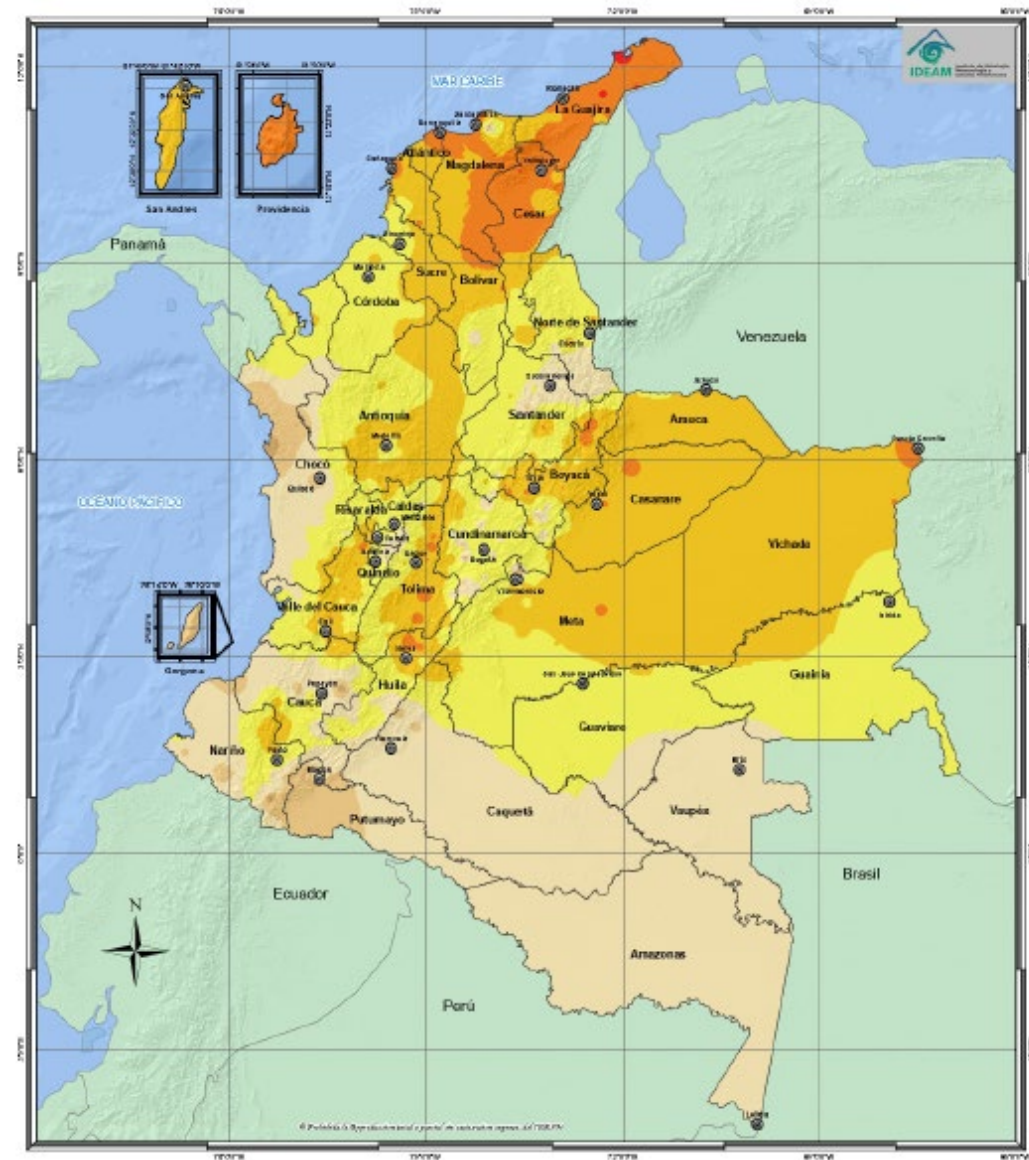
**V<sub>oc</sub>:** Voltaje a circuito abierto

# 1. Introducción

Por su ubicación en la zona ecuatorial, Colombia cuenta con grandes beneficios en temas climáticos, en primer lugar, solo cuenta con dos épocas del año, invierno y verano. Esto trae consigo mayor facilidad a la hora de parametrizar comportamientos climáticos en cada una de las locaciones en el país. Posee ubicaciones geográficas como lo son la Guajira, la cual cuenta con altos valores de irradiación solar, superior en gran medida al promedio mundial en el día, aproximadamente de  $3,9 \text{ kWh/m}^2$ , la Costa Atlántica, la Orinoquía y la Región Central cuentan con el mayor potencial en Colombia (Ramirez, 2017, pág. 4). Por otro lado, la Guajira cuenta con velocidades promedio del viento favorables para la generación eléctrica a partir del recurso eólico, para este caso particular, se consideran vientos favorables a partir de los  $5 \text{ m/s}$ , la Guajira alcanza y sobrepasa esta cifra llegando a los  $11 \text{ m/s}$  según (Unidad de Planeación Minero Energética, s.f.)

La Guajira es solo uno de los múltiples ejemplos que se encuentra en toda la extensión del país, no siendo solo una opción de generación eléctrica alternativa sino brindando mayores oportunidades de crecimiento económico y tecnológico. Sin embargo, hoy en día quedan pendientes múltiples procesos por optimizar con base en las tecnologías emergentes en el mundo, facilitando la obtención de recursos naturales y su posterior conversión para la utilización por parte de los pequeños y grandes consumidores, según la Ilustración 1 por parte del IDEAM (Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales), es posible evidenciar, el gran potencial de muchas zonas en el país, es así como Bogotá cuenta con una irradiación entre  $4$  y  $4,5 \text{ kW/m}^2$  en el día.

Colombia ha ido avanzando en cuanto a la regulación para la implementación de fuentes alternativas. Hoy en día, la cantidad de paneles solares en Colombia no alcanzan a representar  $1\%$  de la capacidad instalada mundialmente (International Renewable Energy Agency, 2022), es allí, donde el estudio de este tipo de tecnología toma importancia y es el tema principal de este trabajo de grado. La ley 1715 del año 2014, actualizada mediante la ley 2099 de 2021, parte como una necesidad para fomentar el uso de las energías renovables no convencionales en el País, da la potestad a la CREG para establecer las tarifas para la energía solar fotovoltaica y además brinda los lineamientos para los pequeños generadores, es decir los generadores menores a los  $5 \text{ MW}$ , su sistema de interconexión con la red para la venta de excedentes, las multas y beneficios de ser consumidor y generador en Colombia.



**Ilustración 1** Atlas de radiación solar, ultravioleta y ozono de Colombia. La figura muestra la irradiancia global horizontal medio diario anual en Colombia. *Tomada de* (IDEAM, 2014)

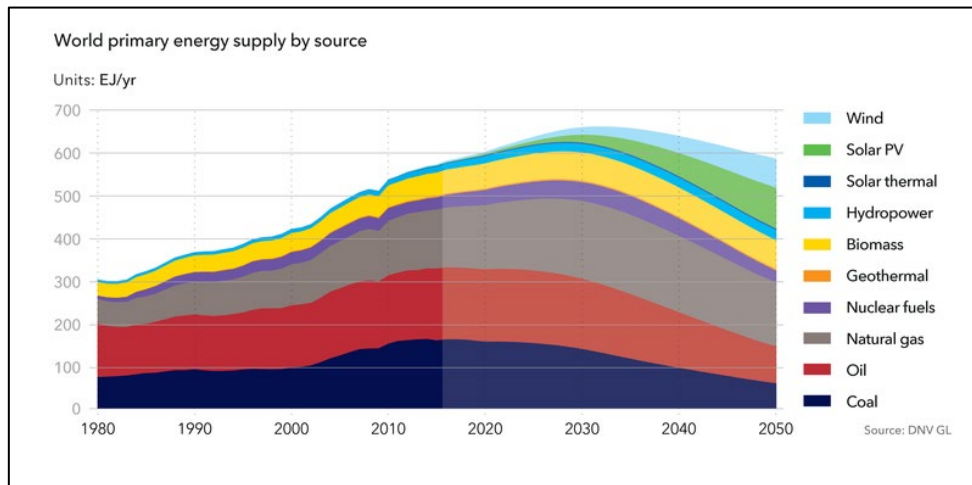
## 1.1 Justificación

Colombia, cuenta con una red de conexión eléctrica interconectada (SIN), la cual permite que cada uno de los habitantes en el país tenga acceso al servicio de energía eléctrica. Sin embargo, la comunidad en general ha buscado durante muchos años diferentes tipos de generación eléctrica alternativa. Una de ellas es la generación solar fotovoltaica. Este tipo de generación ha ido teniendo un papel importante en zonas rurales y urbanas en el país, siendo un tipo de fuente renovable de energía limpia y con una eficiencia mejorada en comparación con los primeros años, esto como motivación, por ejemplo, para el plan de energización rural sostenible -PERS-, el cual, según la UPME, busca “la integración de las energías renovables no convencionales en Colombia” (UPME, 2015, pág. 218). De igual manera, la generación solar ha tomado un papel importante en zonas rurales y zonas interconectadas pero que cuentan con un alto consumo de electricidad y por lo tanto alto costo en el precio de la energía consumida, aquí se busca reducir el pago a operadores de red mediante la producción autónoma de energía eléctrica.

El estudio y mejoramiento de las etapas del proceso en la generación solar fotovoltaica trae consigo múltiples beneficios para todo este tipo de problemáticas en zonas rurales y urbanas, conectadas y no interconectadas las cuales son definidas como zonas geográficas en el país donde no se brinda el servicio de energía a través del SIN (Barión, 2020). Este trabajo de grado pretende estudiar un algoritmo de control alternativo que permita la obtención de la energía eléctrica a través de los rayos solares, todo esto con base en la instalación implementada en la Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito, la cual cuenta con una potencia total de 101,76 kWp. El estudio se dará por medio de simulaciones según parámetros establecidos previamente por parte de los diferentes fabricantes. Las principales variables que influyen directamente en la obtención de la energía solar en paneles solares, corresponden a la irradiancia y temperatura, debido a que estas variables presentan comportamientos cambiantes en el tiempo, una forma adecuada de dar seguimiento sería por medio de rangos que se definan dentro de un sistema de control. En la actualidad, un método que ha venido tomando relevancia desde hace años es la técnica de control por lógica difusa, la cual se encarga de dar respuesta a un sistema por medio de variables lingüísticas, dando la posibilidad de analizar comportamientos mediante rangos de datos predefinidos en un programa. El estudio del seguimiento del punto máximo de potencia busca mejorar el aprovechamiento de los recursos naturales, como lo es en este caso, el sol.

En el mundo, las soluciones solares fotovoltaicas han tomado un papel muy importante en el desarrollo de tecnología, la cual es emergente y avanza cada día. Es de vital importancia investigar sobre diferentes métodos para mejorar la obtención de energía, no basta con un método ya establecido. Las investigaciones alrededor del mundo plantean que para el año 2050, el 80% de la energía producida vendrá de energías renovables y dentro de este porcentaje, el 40% vendrá a partir de soluciones solares fotovoltaicas según se puede evidenciar en la ilustración 2. Bajo estas premisas y las anteriormente descritas,

es objeto de estudio el continuo mejoramiento de la calidad de la energía, maximizando su producción, mejorando la potencia obtenida.



**Ilustración 2** Demanda eléctrica mundial para el año 2050. *Obtenida de (DNV, 2018)*

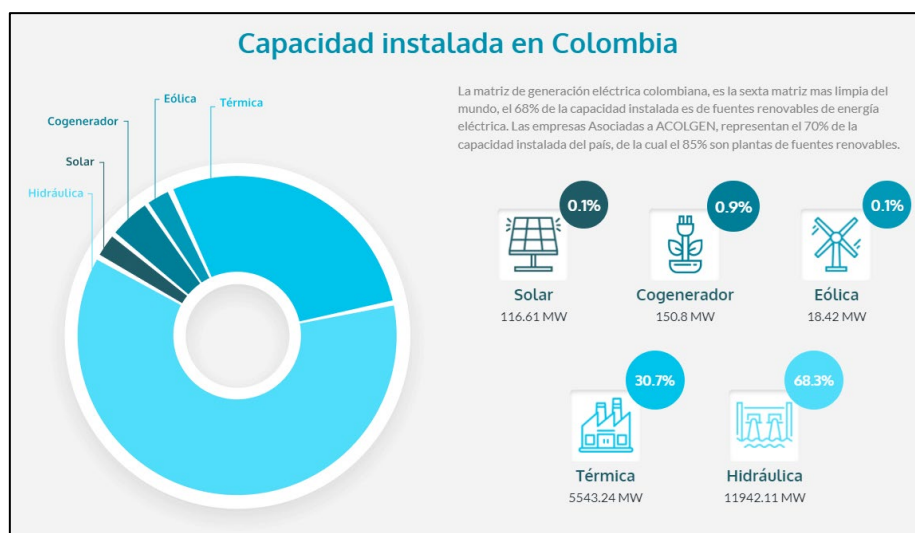
## 1.2 Planteamiento problema

La implementación de paneles solares como fuente de energía eléctrica presenta inconvenientes en su eficiencia debido a que se requiere la operación del sistema en el punto de máxima potencia, en el caso contrario, el proceso de transformación de energía sería ineficiente y traería consigo pérdidas energéticas y económicas. La mejora en la obtención de la energía solo se obtiene gracias a los diferentes algoritmos de control que son implementados entre los paneles solares y el convertidor DC-DC.

- **Antecedentes**

En Colombia, las energías renovables han empezado a jugar un papel importante a la hora de la generación eléctrica. Es evidente que la generación eléctrica en Colombia es dependiente en un gran porcentaje del recurso hídrico, actualmente, Colombia cuenta con la distribución de recursos energéticos en el país según la Ilustración 3. La generación a partir del recurso solar corresponde a un 0,1 %, esto debido a muchos factores, pero uno de los más relevantes corresponde al valor de inversión en este tipo de tecnologías.





**Ilustración 3** Producción energética en Colombia. *Obtenida de (Acolgen, 2023)*

Sin embargo, esto no ha sido un impedimento para la utilización y optimización de este recurso a lo largo de los años. Tanto así, que, a partir del año 2014, el Ministerio de Minas y Energías en compañía de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) desarrollan la ley 1715 que se encarga de brindar incentivos a organizaciones o ciudadanos para promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, su integración en las zonas interconectadas y la disminución de los gases de efecto invernadero.

La UPME, en su plan de expansión de referencia para la generación y transmisión del año 2020 al 2034, modela plantas de generación a partir de recurso solar AGPE (Auto generación a pequeña escala) entre otras, por medio del software SDDP, el cual reúne las características dadas en la tabla 1.

**Tabla 1** Parámetros para simulación en SDDP – Software de simulación expansión eléctrica 2020-2034. *Obtenida de (UPME, 2020, pág. 17)*

Horizonte de estudio	15 años (2020 - 2034)
Demanda	15 años x 8760 horas
Decisión de inversión en OPTGEN	Semestral
Energía no suministrada	Segmento 100%, costo 2,739.62 USD/MWh

Los resultados por parte de la UPME en su plan de expansión dan como resultado lo expuesto en la ilustración 3. De la cual se puede extraer que, bajo los escenarios de simulación, los recursos provenientes de sol, solar GE (Gran Escala) y solar D (Distribuido) presentan una expansión constante donde no se ven afectados por cada uno de los escenarios creados para la simulación, aunque no se encuentre directamente asociado el recurso solar AGPE (Autogeneración a pequeña escala), se podría interpretar que la expansión del recurso solar D (Distribuido) se asemejaría al solar AGPE, ya que los dos figuran dentro de las plantas o proyectos con capacidad menor o igual a 1 MW y su expansión está 594 MW al año 2034 según la tabla 2 y tabla 3.

**Tabla 2** Resumen plan de expansión UPME año 2020 al 2034. *Obtenida de (UPME, 2020, pág. 111)*

Recurso	Base [MW]	Cargo por confiabilidad y expansión fija [MW]	Escenario 1 [MW]	Escenario 3 (Atraso Ituango) [MW]	Escenario 5 (Fenómeno El Niño) [MW]	Escenario 7 (Impuesto CO2) [MW]	Escenario 9 (Impuesto CO2) [MW]
Hidráulica	11.122	1.200	380	380	262	380	541
Gas	3.726	762	0	0	0	0	0
Carbón	1.623	0	0	0	0	0	0
Líquidos	88	39	0	0	0	0	0
Menores	911	42	455	438	455	455	455
Biomasa	22	0	35	35	35	35	35
Cogeneración	117	0	120	120	120	120	120
Eólica	18	2.042	2.526	2.526	2.536	2.526	2.536
Geotérmica	0	0	0	0	0	0	50
Solar GE	18	713	2.492	2.170	2.680	2.492	3.355
Solar D	15	594	0	0	0	0	0
<b>Total [MW]</b>	<b>17.660</b>	<b>5.392</b>	<b>6.008</b>	<b>5.669</b>	<b>6.088</b>	<b>6.008</b>	<b>7.092</b>
Recurso	Base [MW]	Cargo por confiabilidad y expansión fija [MW]	Escenario 2 [MW]	Escenario 4 (Atraso Ituango) [MW]	Escenario 6 (Fenómeno El Niño) [MW]	Escenario 8 (Impuesto CO2) [MW]	Escenario 10 (Impuesto CO2) [MW]
Hidráulica	11.122	2.400	0	0	163	0	425
Gas	3.726	762	0	0	0	0	0
Carbón	1.623	0	0	0	0	0	0
Líquidos	88	39	0	0	0	0	0
Menores	911	42	185	224	455	203	455
Biomasa	22	0	25	25	35	25	35
Cogeneración	117	0	60	60	120	60	120
Eólica	18	2.042	1.658	1.658	2.526	1.662	2.526
Geotérmica	0	0	0	0	0	0	0
Solar GE	18	713	700	900	1.849	700	2.492
Solar D	15	594	0	0	0	0	0
<b>Total [MW]</b>	<b>17.660</b>	<b>6.592</b>	<b>2.628</b>	<b>2.867</b>	<b>5.148</b>	<b>2.650</b>	<b>6.053</b>

**Tabla 3** Tabla de expansión para generación solar distribuida desde el año 2020 hasta el año 2024. Obtenida de (UPME, 2020, pág. 33)

Expansión					
Año	Gas [MW]	PCH [MW]	Eólica [MW]	Solar GE [MW]	Solar D [MW]
2020	50	42		10	4
2021	-50				17
2022					25
2023			477		33
2024				196	41
2025					49
2026					53
2027					57
2028					57
2029					55
2030					49
2031					49
2032					40
2033					35
2034					29
<b>Total [MW]</b>	<b>0</b>	<b>42</b>	<b>477</b>	<b>206</b>	<b>593</b>

Las instalaciones eléctricas que funcionan con base en la energía solar fotovoltaica tienen múltiples componentes que permiten su funcionamiento, desde las celdas solares, reguladores de tensión, inversores, conductores eléctricos, etc. Cada uno de ellos desempeña un papel importante, en la generación, transmisión y distribución de la energía a nivel local. Sin embargo, este trabajo de grado centrará su atención en el convertidor DC-DC ya que actualmente, es el que cuenta con el algoritmo de control en la parte DC.

Actualmente, existen dos tipos de inversores, conectado a la red o aislado, para el caso particular del Edificio Alejandro Sandino, solo tendremos en cuenta el tipo de inversor conectado a la red u On Grid como es conocido mundialmente. El inversor conectado a la red es un equipo electrónico que permite la conversión de corriente continua en corriente alterna disponible para el uso.

La evolución en el tiempo de los inversores fotovoltaicos ha sido progresiva, identificando las necesidades según la etapa temporal en la cual se encuentran, es así, como en un principio existieron conjuntos de celdas solares fotovoltaicas con un solo inversor a la salida, posteriormente, se encontraron en desarrollo los inversores con transformador de alta y baja frecuencia. Esto ocasionó que la eficiencia fuese reducida debido a las pérdidas inherentes del transformador.

En 1995, se introdujeron los inversores fotovoltaicos sin transformador, lo cual ocasionó un incremento en la eficiencia del sistema, un incremento de alrededor el 2% según (Haeberlin, 2001). La importancia de la eliminación del

transformador fue vital ya que permitió a la industria mejorar los niveles de eficiencia del sistema, entre 1998 y 1990, los valores de eficiencia en Europa rondaban entre 92,5 y 94,5% para potencias comprendidas entre los 1,5 kW y 3,3 kW. En términos generales, los inversores han mejorado características importantes, por ejemplo, el efecto isla, el cual significaba un riesgo eléctrico.

Los programas de simulación no tardaron en salir con los primeros problemas del seguimiento del punto máximo de potencia, en 1995, se desarrolló un programa capaz de simular 10 kW en un sistema de generación solar fotovoltaica sin embargo la estabilidad no cumplía con lo que se requería. Es así, como posteriormente se desarrolló un programa capaz de simular 25 kW, con una muy buena estabilidad según (Haeberlin, 2001). Claramente, este avance abrió las puertas al desarrollo en este campo y permitió que la industria mejore día a día las prestaciones de este tipo de dispositivos.

- **Descripción del problema**

Las plantas de generación a partir de energía solar presentan variaciones en su eficiencia debido a factores medio ambientales como lo son la temperatura y la irradiancia de cada zona del país donde se encuentran ubicadas. Actualmente, uno de los debates más significativos del campo radica en el costo - beneficio que significa la implementación de este tipo de sistemas. El beneficio que puede llegar a traer la utilización correcta y óptima de todos los recursos.

Sin embargo, un problema de este tipo ha sido estudiado a lo largo de los últimos años, lo que ha traído consigo grandes beneficios para el desarrollo de la sociedad. Hoy en día, se presentan diferentes tipos de control implementados en sistemas de generación solar fotovoltaica. Para nuestro caso de estudio, la planta de generación ubicada en la Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito cuenta con una capacidad instalada de 101,76 kWp y adicionalmente un control de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT por sus siglas en inglés) con base en conductancia incremental.

Por otro lado, una problemática que funciona como común denominador en las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red es el recorrido de los conductores entre la fuente de generación y el consumo final, en este caso, la Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito no es la excepción. El recorrido de los conductores que distribuyen la energía en la instalación es considerablemente largo debido a que los paneles solares se encuentran ubicados en la azotea del edificio Alejandro Sandino y las cargas se encuentran ubicadas en el primer piso, esto ocasiona una caída de tensión que a su vez limita la cantidad de potencia y eficiencia entregada por el sistema. Aunque este efecto puede ser reducido incrementando el calibre del conductor, significaría aumentar las pérdidas por efecto Joule en los mismos.

Con base en las anteriores premisas, existen diferentes métodos de control MPPT (los cuales se detallarán más adelante) que permiten encontrar el punto de máxima potencia, trayendo consigo mejoras en la velocidad de respuesta del

sistema, adaptándose a las condiciones atmosféricas del entorno incrementando la relación costo - beneficio, contrarrestando los efectos de la longitud del conductor entre la fuente de generación y las cargas de uso final en la instalación.

Dada la anterior información, la pregunta de investigación gira entorno a: ¿Existe una mejor alternativa de control MPPT para el sistema de autogeneración solar fotovoltaica de 101,76 kWp instalado en la Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito en la ciudad de Bogotá?

### **1.3 Objetivos**

El objetivo principal es proponer una alternativa de control para el regulador MPPT con el objetivo de estudiar una posible mejora en el seguimiento del máximo punto de potencia en la instalación solar fotovoltaica de 101,76 kWp ubicada en la Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito.

- **Objetivos específicos**

- I. Crear un modelo en Simulink que use como entradas variables meteorológicas que represente el comportamiento real del sistema.
- II. Validar el algoritmo de control por conductancia incremental que se encuentra actualmente implementado en los inversores del sistema fotovoltaico de la Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Edificio Alejandro Sandino, mediante simulación en Simulink.
- III. Proponer mediante simulación en Simulink el uso del algoritmo de control por lógica difusa alternativo al implementado actualmente.
- IV. Evaluar las ventajas y desventajas entre el tipo de algoritmo implementado actualmente y el control alternativo propuesto.

## 2. Marco Teórico

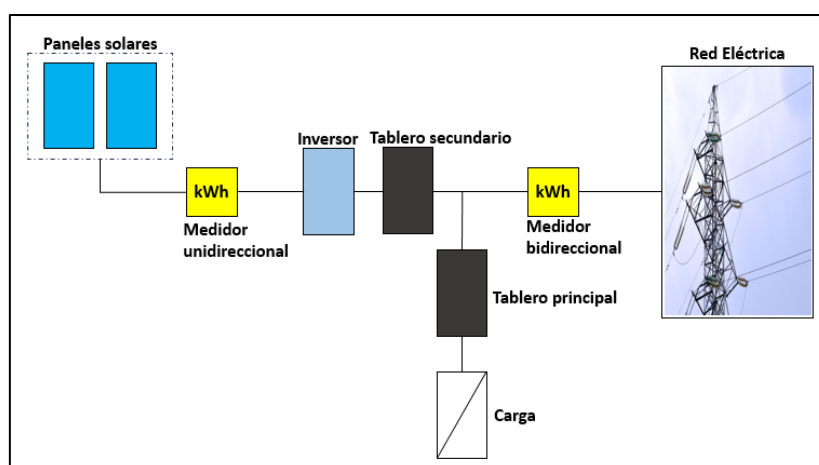
En esta sección se describen las diferentes categorías de sistemas de autogeneración solar fotovoltaica, sus aplicaciones, su principio físico junto a la descripción de sus fórmulas. Posteriormente, se encuentran los diferentes algoritmos de control, los cuales cumplen un objetivo específico y es la obtención del punto de máxima potencia.

### 2.1 Sistema de Autogeneración Solar Fotovoltaica Conectada a Red

Un sistema de autogeneración es aquel sistema en el cual la energía obtenida por parte de los paneles solares alimenta cargas de la instalación, la universidad cuenta con este sistema implementado desde el mes de febrero del año 2018.

Este tipo de tecnología se plantea como una solución económica para sitios con una alta irradiancia y la posibilidad de vender la energía excedente. Estos tipos de sistemas son conectados generalmente a la red de baja tensión y operan en conjunto con la red eléctrica.

Una de las principales ventajas que ofrece este tipo solución es la posibilidad de omitir el uso de baterías, las cuales actualmente, comprenden un alto grado de inversión según la autonomía con la cual sean dimensionadas. En contraste, la desventaja radica en no contar con energía de respaldo en horas de la noche, sin embargo, pueden ser incluidas las baterías dentro del diseño abarcando un mundo de posibilidades según los nuevos elementos electrónicos para tener en cuenta. Un sistema de autogeneración se puede ejemplificar por medio de la ilustración 4.



**Ilustración 4** Esquemática autogeneración solar conectada a la red. Sistema de autogeneración solar fotovoltaico conectada a red. *Adaptada de (Wega Lighting, 2021)*

## 2.2 Instalación de autogeneración solar fotovoltaica conectada a red – Edificio Alejandro Sandino.

La instalación cuenta con una potencia o capacidad instalada de 101,76 kWp operando desde el mes de febrero del 2018. La instalación principal se encuentra en el edificio Alejandro Sandino Pardo. La instalación solar fotovoltaica cuenta con un total de 336 paneles distribuidos en el techo del Edificio en mención, están distribuidos en 3 zonas, instalados con su respectivo inversor, son 60, 96 y 180 paneles para una potencia total generada de 101,76 kWp.



**Ilustración 5** Edificio Alejandro Sandino. Techo del Edificio Alejandro Sandino Pardo.  
*Modificada de (Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito, 2021)*

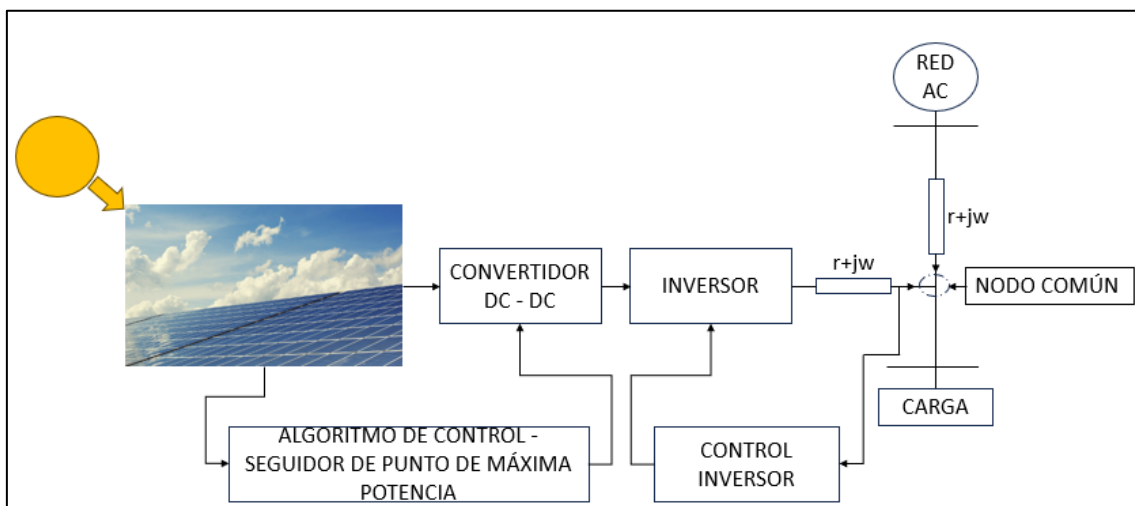
La superficie que cubre los paneles solares ocupa un área de 600,9 m<sup>2</sup>, cuenta con 4 inversores y la instalación tiene un peso total de 10.034 kg. Los datos exactos se encuentran reflejados en la tabla 4.

**Tabla 4** Módulos fotovoltaicos instalados en Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito

Zona	Cantidad de módulos	Potencia total (kWp)
1	60	19,2
2	96	30,72
3	81	25,92
4	81	25,92
Total		101,76 kWp

## 2.3 Principio físico.

El proceso de la conversión de la energía proveniente del sol ha sido tema de discusión en el ámbito científico durante las últimas décadas, se estima que para el año 2027, la capacidad dada por medio de energía renovables alcanzará un récord de 460 GW donde la energía solar y eólica representan casi el 90% de todas las instalaciones de energía renovable (Galt Energy, 2021), los avances tecnológicos han permitido que la eficiencia y sostenibilidad mejore en los sistemas de hoy en día, es así como la última generación de células solares alcanzan una eficiencia superior al 22% (SolarRoots, 2024). El proceso es descrito mediante la ilustración 7, posteriormente, luego del proceso de conversión de energía solar ha energía eléctrica, se encuentra el proceso descrito en la ilustración 6, en el cual se obtiene la energía eléctrica a un nivel de tensión requerido según las condiciones del sistema.



**Ilustración 6** Esquemático conexión planta de generación solar fotovoltaica. Proceso de generación solar fotovoltaica. *Modificada de (Kumar, Gupta, & Gupta, 2017)*

Evidentemente, la celda fotovoltaica juega un papel importante en el proceso de generación, la energía absorbida por parte de la celda se resume en la ecuación (1).

$$E = \frac{hc}{\lambda} \quad (1)$$

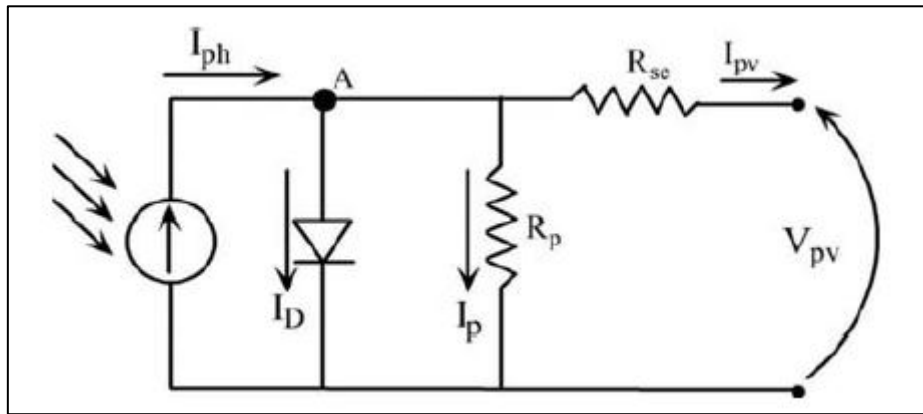
Donde  $h$  es la constante de Plank,  $c$  es la velocidad de la luz y  $\lambda$  es la longitud de la onda (Kumar, Gupta, & Gupta, 2017, págs. 213-254).



Posteriormente, se encuentra la ecuación que gobierna la corriente obtenida a la salida en el sistema, está dada por la siguiente expresión:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_D - I_p \quad (2)$$

Donde  $I_{pv}$  es la corriente obtenida a la salida del sistema,  $I_{ph}$  es la corriente fotoeléctrica,  $I_p$  es la corriente de la resistencia en paralelo, la resistencia shunt y por último se encuentra la corriente  $I_D$ , la cual corresponde a la corriente en el diodo. Esta ecuación es fácil de visualizar y obtener por medio de la ilustración 7.



**Ilustración 7** Modelo de la celda solar fotovoltaica. Tomada de (Kumar, Gupta, & Gupta, 2017).

Adicionalmente encontramos que la corriente fotoeléctrica o foto-generada  $I_{ph}$  es expresada por medio de la ecuación (3) (Cata Sánchez & Rodríguez Sócola, 2015, pág. 54)

$$I_{ph} = \frac{G}{G_{ref}} [S * J * \alpha_J * (T - T_{ref})] \quad (3)$$

Donde:

$G$  corresponde a la irradiancia dada en  $W/m^2$

$G_{ref}$  corresponde a la irradiancia de referencia dada en  $W/m^2$

$S$  corresponde a el área de la celda dada en  $cm^2$

$J$  corresponde a la densidad de corriente de cortocircuito de la celda dada en  $A/cm^2$

$\alpha_J$  corresponde al coeficiente de temperatura de la densidad de corriente de cortocircuito dada en  $A/^\circ C$

$T$  corresponde a la temperatura en la celda dada en  $^\circ C$

$T_{ref}$  corresponde a la temperatura de referencia en la celda dada en  $^\circ C$

Posteriormente, en el proceso de conversión de energía solar en energía eléctrica se encuentra ligado a los efectos que provocan las diferentes variables meteorológicas como lo son la temperatura, irradiancia, presión, humedad y la velocidad del viento (Kumar, Gupta, & Gupta, 2017), sin embargo, hay que destacar a las dos primeras (temperatura e irradiancia) por el porcentaje de grado de afectación a la instalación.

Las consecuencias que trae consigo el aumento de temperatura en las celdas solares es una disminución en la potencia de salida, siendo así, la corriente aumenta y se ve afectada la diferencia de potencial (Kumar, Gupta, & Gupta, 2017). Este tipo de comportamientos físicos pueden ser modelados mediante las siguientes ecuaciones:

$$I_{sc} = I_{sc,ref} \left[ 1 + \alpha (T - T_{ref}) \right] * \frac{G}{G_{ref}} \quad (4)$$

$$V_{oc} = V_{oc,ref} \left[ 1 + \alpha * \ln \left( \frac{G}{G_{ref}} \right) + \beta (T - T_{ref}) \right] \quad (5)$$

Donde  $\alpha$  y  $\beta$  son coeficientes de la temperatura,  $G$  es la irradiancia,  $G_{ref}$  es la irradiancia de referencia,  $T$  es la temperatura actual,  $T_{ref}$  es la temperatura de referencia,  $I_{sc}$  es la corriente de cortocircuito,  $I_{sc,ref}$  es la corriente de cortocircuito de referencia,  $V_{oc}$  es la tensión en circuito abierto,  $V_{oc,ref}$  es la tensión en circuito abierto de referencia (Kumar, Gupta, & Gupta, 2017).

- **Tipos de algoritmos de seguimiento del punto de máxima potencia**

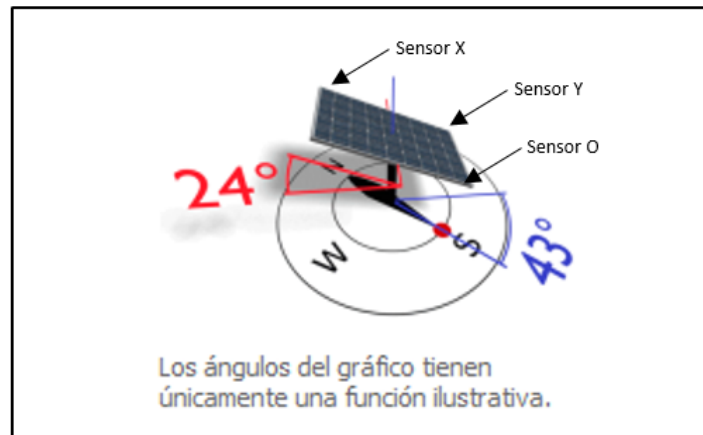
Las técnicas de control del punto de máxima potencia permiten al conjunto de paneles solares, obtener la máxima potencia proveniente de tensión y corriente, haciendo a un lado parámetros externos como lo son la irradiancia y la temperatura. Estas técnicas han sido desarrolladas a lo largo del tiempo y hoy en día, se dividen dos grandes grupos, seguimiento mecánico y seguimiento eléctrico (Kumar, Gupta, & Gupta, 2017).

- Seguimiento mecánico**

El seguimiento mecánico consiste en orientar de manera eficiente los paneles solares hacia la dirección de los rayos UV por parte del sol, para mejorar esta recepción, deben ser ubicados en posición perpendicular a los rayos para mejorar su incidencia. Sin embargo, el seguimiento mecánico siempre se contemplará junto al seguimiento eléctrico debido a que se complementan estos dos métodos.

El seguimiento mecánico se puede dar en dos ejes o en un solo eje, esto depende del entorno y posición donde va a ser ubicada la solución fotovoltaica,

Colombia por no contar diferentes estaciones del año y estar ubicada en la zona Ecuatorial, no es tan factible el uso de este tipo de dispositivos para el seguimiento. El seguimiento mecánico se presenta en la ilustración 8.



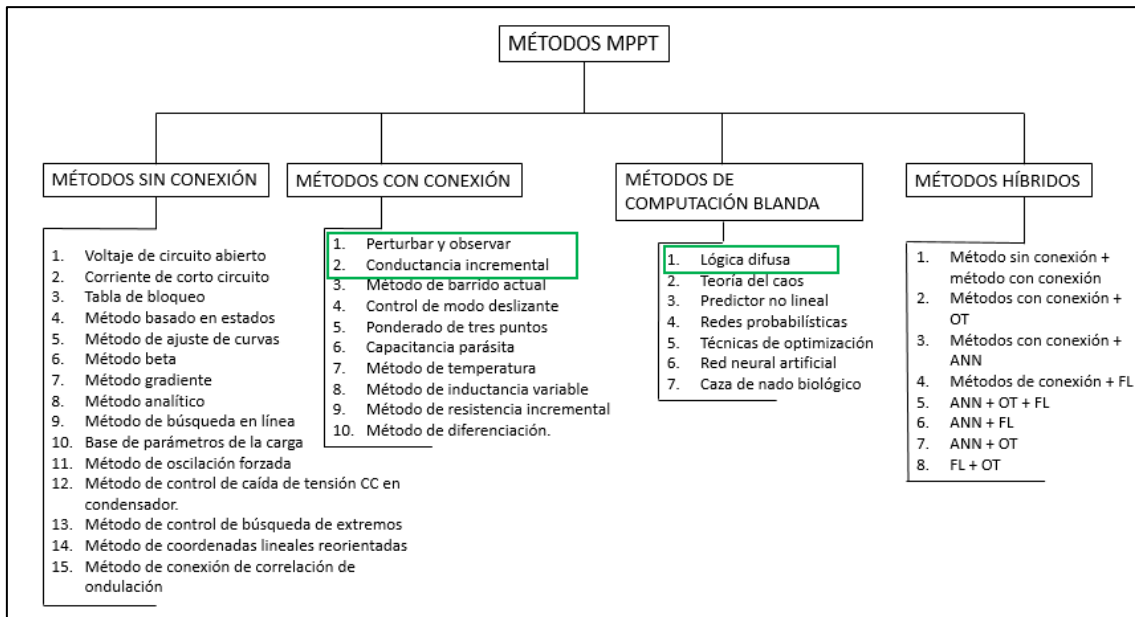
**Ilustración 8** Seguimiento mecánico por medio de tres sensores (LDR – “Light dependent resistor”). *Imagen referencial obtenida de Pvsyst y adaptada para explicación obtenida de (Wadgule & Aranke, 2016)*

El seguimiento mecánico es un proceso que se obtiene en tres partes, entrada, control y salida. Por ejemplo, una forma de seguimiento mecánico se da por medio de la entrada LDR (“light dependent resistor”), la cual se compone de resistencias dependientes de la luz o llamados comúnmente foto resistores, el control por ejemplo, se realiza por medio del microcontrolador P89LPC938 y la salida se puede dar por medio de un motor paso a paso. (Wadgule & Aranke, 2016)

La entrada LDR se da por medio de los tres sensores “X, Y u O” respectivamente ubicados en los extremos de la celda solar como se puede verificar en la ilustración 8. Permite comparar los sensores “X y O”, evalúa la diferencia de potencial, si estos dos valores se encuentran cercanos, se procede a evaluar el mismo parámetro entre los foto resistores “Y u O” para aceptar o rechazar esta posición (Wadgule & Aranke, 2016). De igual forma el seguimiento mecánico no es estudio de este trabajo de grado por lo tanto queda como un tema de introducción.

## ii. Seguimiento eléctrico

El seguimiento del punto máximo de potencia en la curva fotovoltaica se denomina MPPT, este punto como fue descrito anteriormente, puede ser hallado por medios mecánicos y eléctricos. Dentro de los medios que permiten el seguimiento eléctrico se pueden evidenciar en la ilustración 9.



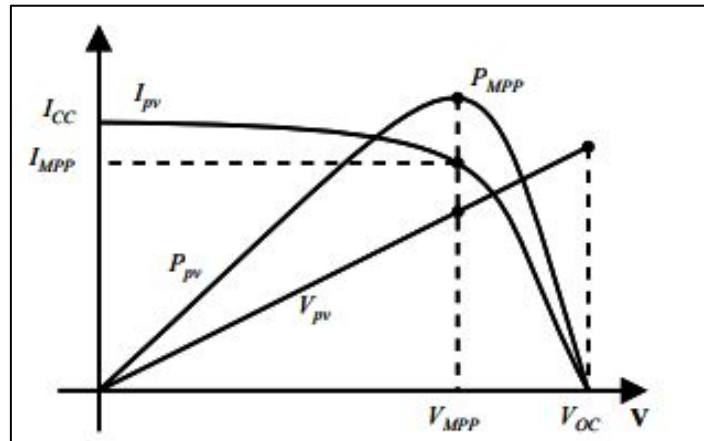
**Ilustración 9** Mapa conceptual de los diferentes tipos de algoritmos de control MPPT en el mundo. *Modificada de (Kumar, Gupta, & Gupta, 2017)*

Como se puede observar, existen diversos métodos de control para el seguimiento del punto máximo de potencia, sin embargo, cada uno de ellos difiere según las necesidades del cliente o usuario que requiere el sistema, los intereses a grandes rasgos pueden girar en torno a costos, convergencia en la respuesta, precisión del seguimiento, etc (Kumar, Gupta, & Gupta, 2017). Siendo así y de manera preliminar, se realiza la introducción a tres tipos de algoritmos de control, esto con el objetivo de ampliar el panorama en cuanto a los diferentes métodos, uno de ellos se basa en el tipo de métodos con conexión, método por conductancia incremental, el cual es el tipo de algoritmo por el cual está gobernado el MPPT de la instalación solar fotovoltaica en la Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito. Posteriormente se encuentra al método “P&O”, Perturbar y observar que se está catalogado dentro del tipo de métodos con conexión. Los métodos con conexión obtienen señales instantáneas como tensión y corriente, comparan y corrigen el punto máximo de potencia basados en tablas de verdad, su principal ventaja radica en la simplicidad del sistema.

Finalmente, el último método corresponde a lógica difusa, el cual se encuentra dentro de los métodos de computación suave. Los métodos de computación flexible o blanda permiten mejorar la precisión del sistema debido a que son capaces de manejar de manera adecuada los problemas no lineales y es claro que, para el sistema solar fotovoltaico, la potencia juega un papel importante, la potencia es el producto de la corriente por la tensión.

### a) Algoritmo MPPT Perturbar y Observar

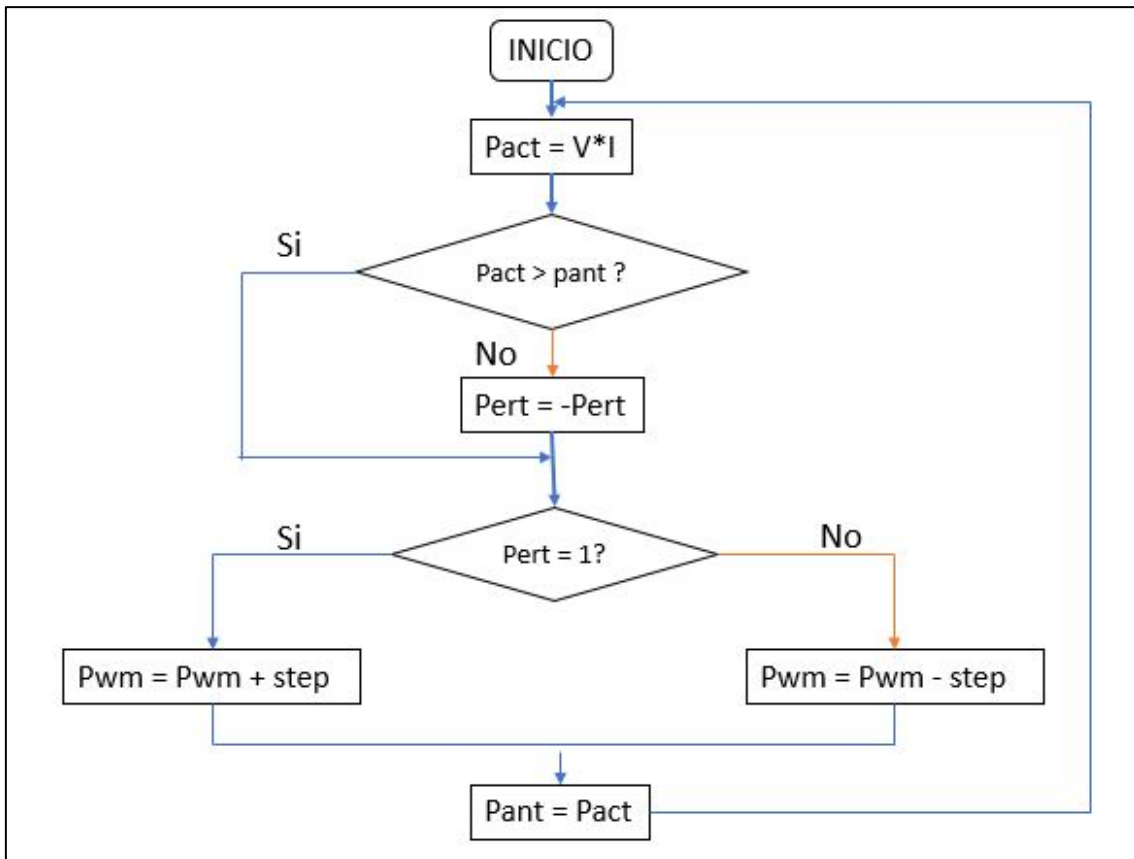
Este algoritmo, es utilizado en gran parte de las instalaciones solares fotovoltaicas debido a su facilidad en implementación, se encuentra dentro de la categoría de control online, por lo tanto, utiliza datos instantáneos. Básicamente, para entender el funcionamiento de este algoritmo es necesario observar la ilustración 10.



**Ilustración 10** Gráfica de potencia, corriente y tensión en una celda solar fotovoltaica. Obtenida de (Ruiz, Beristáin, Sosa, & Hernández, 2010)

Como se puede evidenciar en la ilustración 10, el punto identificado como  $P_{MPP}$  corresponde al punto de máxima potencia, el algoritmo perturbar y observar consiste en observar este punto, si se incrementa la tensión de operación  $V_{pv}$  y la potencia extraída del sistema incrementa favorablemente, significa que el punto se ha movido hacia MPP, por lo tanto la tensión de operación deberá moverse en la misma dirección, si por el contrario, la potencia extraída del sistema decremента, significa que la tensión de operación debe ir en dirección opuesta a lo que se tenía (Ruiz et al.,2010).

La lógica del algoritmo P&O (Perturbar y observar), es presentada en la ilustración 11, donde se identifica la potencia medida como  $P_{act}$ ,  $P_{ant}$  la potencia anterior,  $p_{ert}$  es una variable binaria que indica la dirección de la perturbación,  $step$  como el tamaño de la perturbación y el PWM es el valor del ciclo útil que es modificado dentro del tipo de convertidor DC-DC (Ruiz et al.,2010).



**Ilustración 11** Lógica del algoritmo perturbar y observar. *Modificada de (Ruiz, Beristáin, Sosa, & Hernández, 2010)*

Si se observa con detenimiento el algoritmo, el proceso inicia guardando el valor de potencia instantánea en  $P_{act}$ , luego compara si  $P_{act}$  es mayor a la potencia anterior, si esto es cierto, pasa directamente a la evaluación de la variable binaria  $p_{ert}$ , si  $p_{ert}$  es igual uno, quiere decir que se mantuvo la misma dirección, por lo tanto, el PWM incrementa su perturbación en cierto tamaño, guarda como potencia anterior, la potencia medida actualmente y repite el proceso.

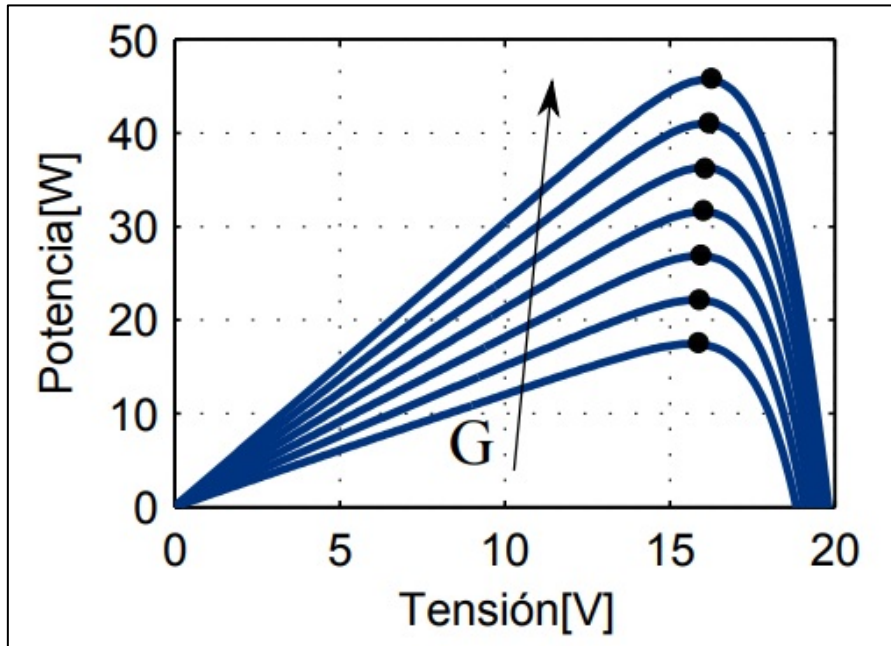
### **b) Algoritmo MPPT de Conductancia Incremental**

En la actualidad, existen múltiples algoritmos para el MPPT para tener la flexibilidad de seguir obteniendo la máxima potencia posible aun cuando el sistema solar fotovoltaico se vea afectado por fenómenos externos como los son la irradiancia y temperatura en los paneles solares (Echeverría, Judewicz, Murcia, Strack, & González, 2014).

Básicamente, el control por conductancia incremental plantea el hecho de mantener la derivada de la potencia con respecto a la tensión en 0 de la siguiente manera:

$$\frac{dP}{dV} = 0 \quad (6)$$

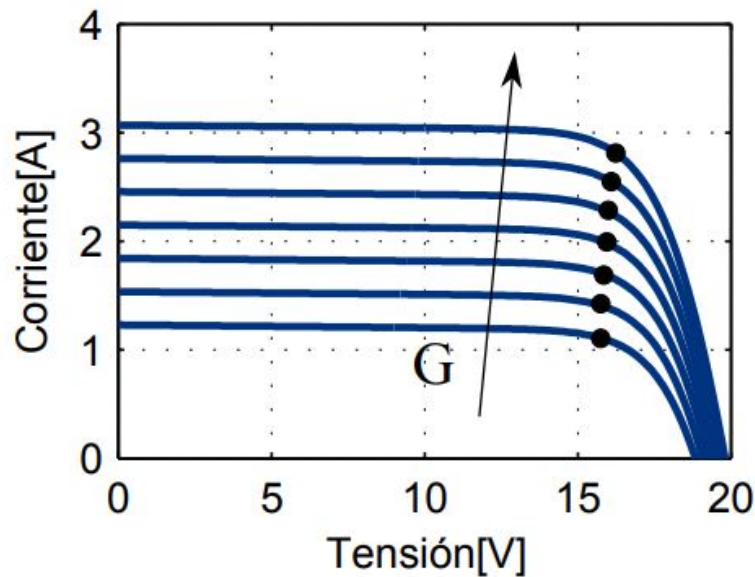
Es posible, observar de manera más clara la finalidad del control cuando se observa una gráfica común de potencia en función de la tensión en el sistema de energía solar según la ilustración 12.



**Ilustración 12** Gráfica I vs V Gráfica de la potencia en un sistema de energía solar en función de la tensión. Obtenida de (Echeverría, Judewicz, Murcia, Strack, & González, 2014)

Donde G es la irradiancia que se encuentra en la unidad de  $W/m^2$  y corresponde a la cantidad de potencia incidente por unidad de superficie. La irradiancia, claramente es diferente en todos los lugares del planeta, pero Colombia al estar ubicado sobre la zona ecuatorial posee grandes niveles que pueden ser aprovechados.

En la ilustración 12 es posible evidenciar que, si la irradiancia aumenta, la gráfica tiende a desplazarse en sentido vertical para llegar al punto de máxima potencia, dicho punto corresponde a la intersección entre la máxima corriente obtenida y el máximo nivel de tensión como se puede evidenciar en la ilustración 13.



**Ilustración 13** Gráfica de la corriente en función de la tensión. Obtenida de (Echeverría, Judewicz, Murcia, Strack, & González, 2014)

Es así, como el método de conductancia incremental está basado en el hecho de que la pendiente de la curva de potencia del panel solar es cero en el MPP, positiva a la izquierda del MPP y negativa a la derecha (Echeverría, Judewicz, Murcia, Strack, & González, 2014). Como se habló anteriormente, el método de conductancia incremental se encuentra dentro de los métodos online, los cuales obtienen señales instantáneas para luego comparar. Es por ello por lo que según Echeverría et al. (2014), el método consiste en comparar la conductancia instantánea  $\frac{I}{V}$  con la conductancia incremental  $\frac{dI}{dV}$  dependiendo del resultado se aumenta o disminuye el ciclo de trabajo del convertidor utilizado.

El desarrollo matemático del modelo comprende principalmente la ecuación de potencia donde sus variables independientes serían la tensión y la corriente quedando de la siguiente manera:

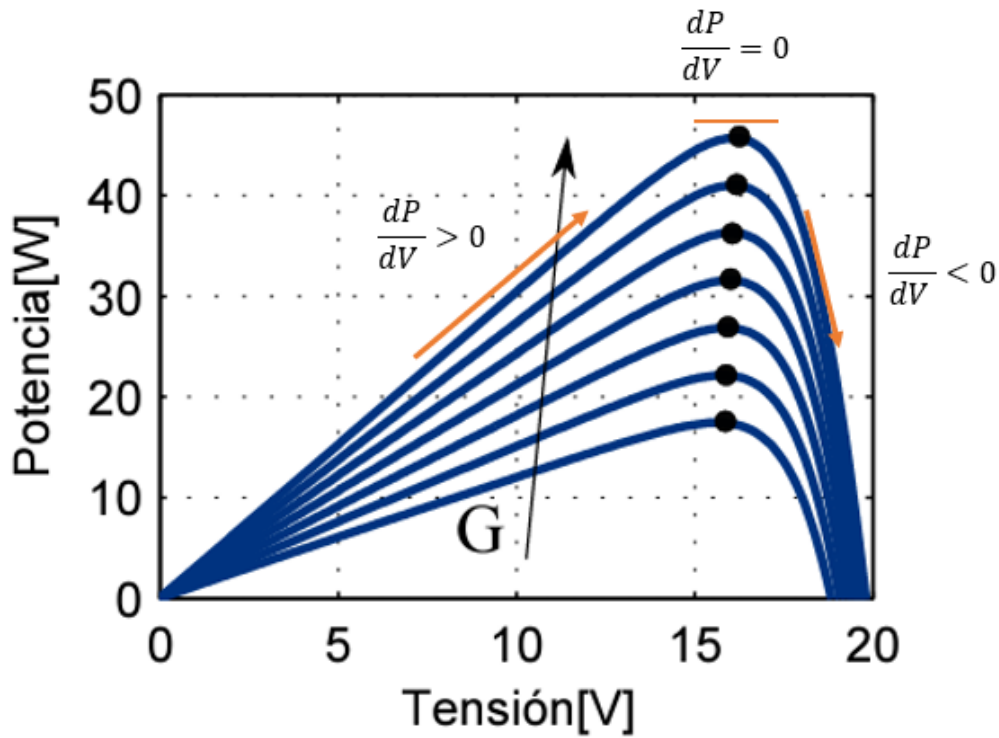
$$P = V * I \tag{7}$$

Posteriormente, se realizaría la derivada parcial respecto a la tensión:

$$\frac{dP}{dV} = d \frac{V * I}{dV} \tag{8}$$

En donde se puede evaluar que:





**Ilustración 14** Cambios de derivada de la potencia respecto al voltaje en gráfica P vs V.  
 Modificada de (Echeverría, Judewicz, Murcia, Strack, & González, 2014)

$$\frac{dP}{dV} = 0 \tag{9}$$

Es decir, se encuentra en el punto MPP

$$\frac{dP}{dV} > 0 \tag{10}$$

En la otra condición, se encuentra a la izquierda del punto MPP o, por el contrario:

$$\frac{dP}{dV} < 0 \tag{11}$$

Se encuentra a la derecha del punto MPP. No obstante, esta expresión puede ser reescrita o transformada al evaluar directamente la derivada parcial respecto al voltaje (parámetro principal a controlar dentro de la conductancia incremental):

$$\frac{dP}{dV} = \frac{dV}{dV} * I + \frac{dI}{dV} * V \quad (12)$$

Desarrollando las expresiones, la ecuación da como resultado:

$$\frac{dP}{dV} = I + \frac{dI}{dV} * V \quad (13)$$

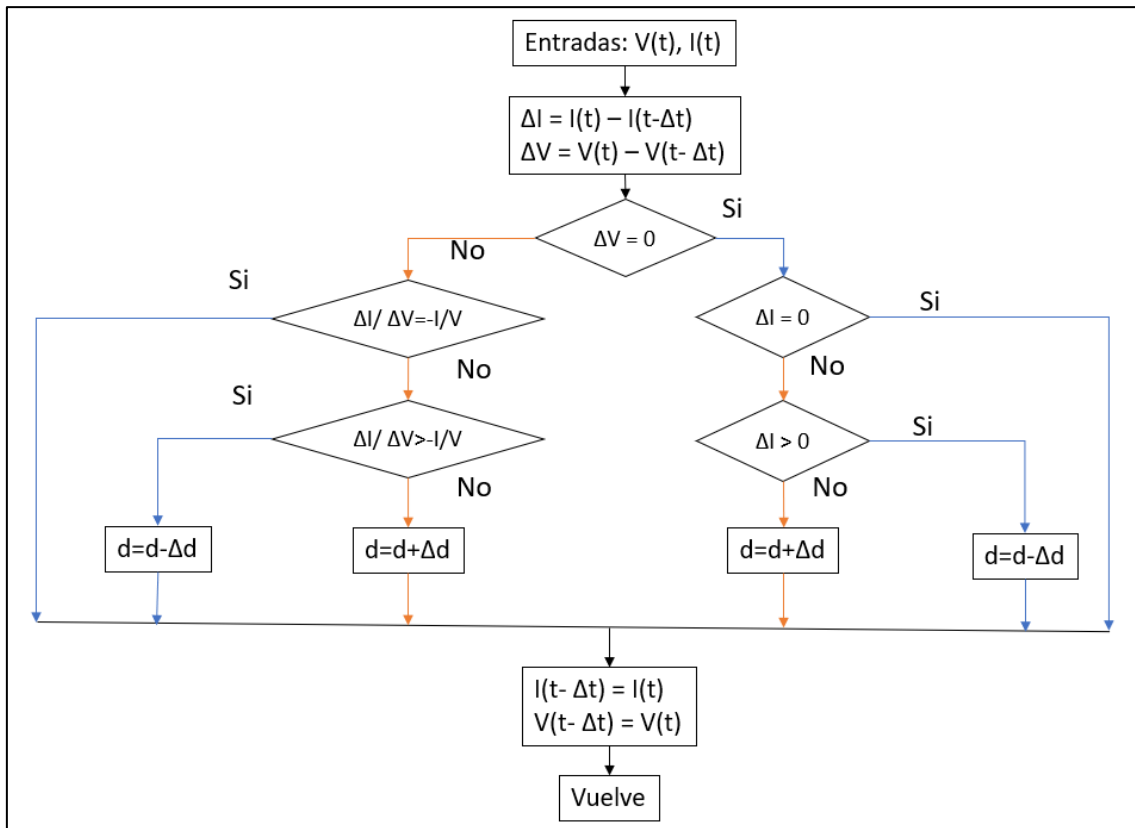
Ecuación que se puede aproximar a:

$$\frac{dP}{dV} \cong I + \frac{\Delta I}{\Delta V} * V \quad (14)$$

Donde la conductancia incremental se podría comparar con la conductancia instantánea y así obtener el punto de máxima potencia. Las expresiones que podría tomar la conductancia incremental según (Echeverria, Judewicz, Murcia, Strack, & González, 2014) serían:

$$\frac{\Delta I}{\Delta V} = \begin{cases} \frac{\Delta I}{\Delta V} = -\frac{I}{V} & \text{si se encuentra en el punto MPP} \\ \frac{\Delta I}{\Delta V} > -\frac{I}{V} & \text{si se encuentra a la izquierda del MPP} \\ \frac{\Delta I}{\Delta V} < -\frac{I}{V} & \text{si se encuentra a la derecha del MPP} \end{cases} \quad (15)$$

El método de conductancia incremental, junto al método de perturbar y observar son los dos métodos más utilizados por su facilidad de implementación, de igual manera que hoy en día, muchos de los reguladores de carga cuentan con este sistema y más allá, los inversores que integran como una solución interna, su propio regulador de carga. Se puede evidenciar en la ilustración 15 la secuencia de actividades que permite el funcionamiento del método por conductancia incremental.

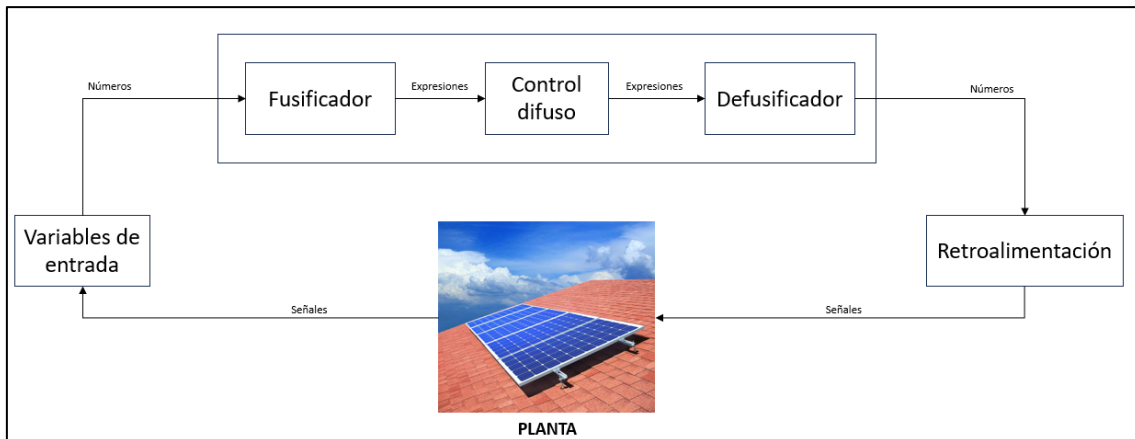


**Ilustración 15** Lógica del algoritmo por conductancia incremental. *Modificada de (Echeverria, Judewicz, Murcia, Strack, & González, 2014)*

Se puede evidenciar que el mejor de los casos se presenta cuando las dos señales, tensión y corriente,  $V(t)$  y  $I(t)$  respectivamente, poseen su cambio incremental representado con un delta, si  $dV$  es 0 y  $dI$  es 0, guarda como dato actual  $V(t - \Delta t)$  y  $I(t - \Delta t)$  y repite el proceso, esto quiere decir en otras palabras que el punto se encuentra en el punto máximo de potencia.

### c) Algoritmo MPPT por lógica difusa

El control por lógica difusa busca la reinterpretación de las variables cuantitativas en variables cualitativas y “se puede utilizar como controlador para obtener la máxima potencia que los módulos fotovoltaicos son capaces de producir bajo condiciones climáticas cambiantes” (Noman, Addoweesh, & Mashaly, 2012, pág. 4).



**Ilustración 16** Lazo de control difuso. *Modificada de (Kouro, 2002)*

Como se muestra en ilustración 16, en un principio las variables de entrada son obtenidas directamente de la planta, en este caso, los paneles solares adosados en el techo del edificio Alejandro Sandino. Las variables principales de entrada corresponden a la temperatura e irradiancia, estas variables presentan valores netamente numéricos, los cuales deben ser convertidos a expresiones. De esta tarea se ocupa el fusificador, el cual es el encargado de recopilar los valores recopilados por las variables y asignarlos a cada expresión según el rango definido por parte del diseñador del controlador difuso.

Cabe la pena resaltar, que el hecho de definir expresiones para recopilar datos cuantitativos permite que los mismos, se encuentren en dos expresiones al mismo tiempo según se definan los rangos. Una de las ventajas radica principalmente en que según Kouro (2002) sugiere que:

Una vez que se tienen expresados los estados de las variables en forma lingüística se puede establecer relaciones lógicas entre ellas, típicamente a través de reglas tales como si...entonces. Se definen una serie de relaciones que interpretan el sentido común, y permiten generar una actuación deseada. (p. 1).

Siendo así, en muchas ocasiones, las expresiones lógicas o en este caso lingüísticas, permiten entender de mejor manera los comportamientos del sistema y su objetivo final, claramente una desventaja, radica en esa transformación de número a expresiones, donde muchas veces no resulta tan fácil ejecutarlo debido a la elección del rango de datos necesarios para las diferentes funciones a escoger. En esta transformación están incluidas funciones como por ejemplo triangulares, trapecios y demás que permiten representar los diferentes comportamientos en cada rango.

Posteriormente, el control difuso se hace por medio de alguna herramienta computacional, para este caso puntual, se encuentra el software Matlab, el cual

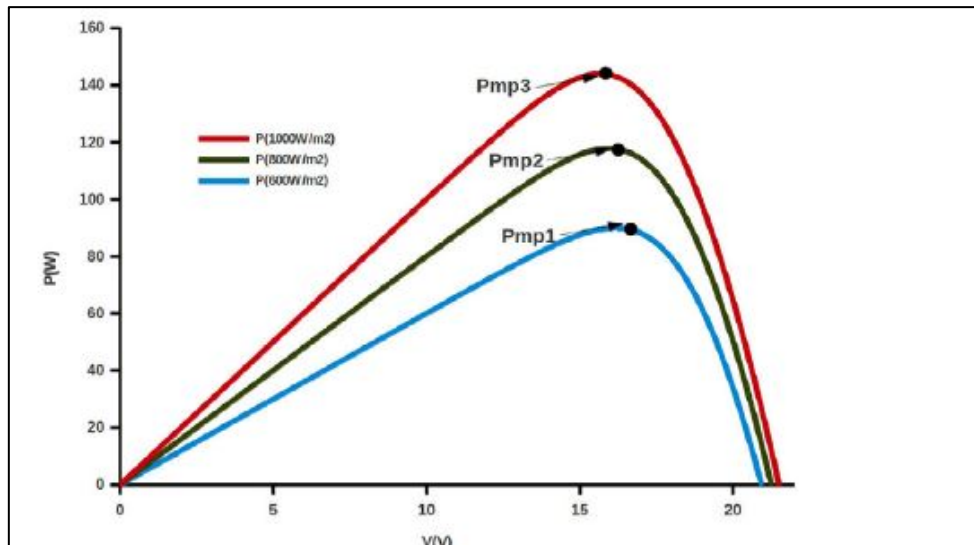
integra en su programa un componente llamado “Fuzzy Logic Designer”, el cual se encarga de esta tarea.

Dentro del componente, se definen las entradas y las “reglas base”, estas reglas configuran el sistema para verificar y actuar con base en cada comportamiento que puede tomar la planta. En este caso, a manera de ejemplo y como introducción, se presenta la ilustración 17, la cual es una matriz que maneja valores de entrada tanto en el eje X como en el eje Y, todo depende de las condiciones iniciales dadas. Por un lado, se pueden ver los valores correspondientes al eje X, las cuales son las corrientes que iniciarían en 0 y su valor final como corriente de corto circuito o corriente máxima, de igual forma la tensión que al ser multiplicada con la corriente daría como resultado la potencia, esta potencia tendría en cuenta la tensión en circuito abierto y tensión en corto, todo depende del arreglo solar fotovoltaico, es decir de la corriente y potencia máxima que puede proveer la solución (esta matriz, es modificable totalmente por el diseñador basado en su experiencia y en el comportamiento que puede verificar en el sistema).

		CORRIENTE						
		I0	I1	I2	I3	I4	I5	I6
POTENCIA	PN1	SN1	SN1	SN1	SN1	SN1	SN1	SN1
	P0	S0	S0	S0	S0	S0	S0	S0
	P1	S1	S1	S1	S1	S1	S1	S1
	P2	S1	S1	S2	S2	S2	S2	S2
	P3	S1	S2	S2	S3	S3	S3	S3
	P4	S2	S2	S3	S3	S3	S4	S4
	P5	S2	S2	S3	S3	S4	S4	S5

**Ilustración 17** Matriz de reglas para lógica difusa. *Modificada de (Farfán et al. 2015)*

Tomando como ejemplo la posición en la fila 6, columna 4, la cual tiene un valor dado por el diseñador de “S3”, donde la potencia es alta y la corriente baja (condición dada por el diseñador), puede incrementarse la corriente y este crecimiento da mayor velocidad de convergencia y por lo tanto el “duty cycle” aumentara en pasos más grandes, en la gráfica P-V, la variación de potencia disminuye al igual que la salida por lo tanto se produce un variación mínima en el “duty cycle” trayendo consigo una mayor precisión al finalizar la búsqueda (Ruiz et al. 2010)



**Ilustración 18** Gráfica P – V. Ejemplo de gráfica P – V con temperatura constante e irradiancia variable. Obtenida de (Farfán et al. 2015)

Si por el contrario, la búsqueda inicia en la columna 8 contra la fila 7, se obtiene un valor igual a “S4”, el punto de corriente corresponde a la corriente de corto circuito y la potencia alta por lo tanto, la potencia en los módulos será alta, la salida será alta en los inicios de la búsqueda, luego la corriente disminuye, la potencia disminuye, se acerca al punto MPP y se encontraría el sistema, en el punto fila 7, columna 7, en la cual la potencia disminuye en este punto por lo tanto, la potencia en los módulos disminuye y entregan a su vez una variación mínima en el “duty cycle” como la celda en la posición fila 3 contra la columna 6, obteniendo nuevamente el resultado esperado, una potencia de salida lo más cercana al punto de potencia máxima con una velocidad de convergencia mayor y sin tantas oscilaciones a su alrededor.

De esta búsqueda, se encarga directamente el programa basado en sus reglas preestablecidas siempre tendiendo al valor objetivo, en este caso, para el proyecto en cuestión, sería mantener el sistema en el punto de máxima potencia como se puede verificar en la ilustración 18. Luego de evaluar las condiciones, el defusificador se encarga en arrojar un valor numérico definido en un rango, esto con el fin de retroalimentar el control y obtener el valor objetivo.

#### **d) Comparación de algoritmos de control MPPT**

Después de analizar los diferentes métodos de control MPPT expuestos anteriormente, es de gran utilidad validar de manera general las ventajas y desventajas de cada uno de los métodos de control, estos se exponen en la tabla 5.

**Tabla 5** Cuadro comparativo de ventajas y desventajas para los diferentes métodos de control MPPT en instalaciones solares fotovoltaicas. *Modificado de* (Mao, y otros, 2020)

Categoría		Método de control MPPT	Indicadores de desempeño							
			Complejidad	Velocidad de seguimiento	Costo	Eficiencia	Exactitud	Implementación hardware		
MPPT con tecnología tradicional	Métodos de control basados en selección de parámetros	CVT	Baja	Media	Bajo	< 90%	Baja	Fácil		
		OVT	Baja	Media	Bajo	< 90%	Baja	Fácil		
		SCT	Baja	Media	Bajo	< 90%	Baja	Fácil		
		CS	Baja	Lenta	Medio	< 90%	Baja	Fácil		
	Métodos de control directo basados en muestra de datos	P&O	Media - baja	Media	Medio	> 95%	Media	Fácil		
		IC	Media	Media	Medio	> 97%	Media-alta	Fácil		
		PC	Media - alta	Media	Alto	> 97%	Media-alta	Difícil		
		RCC	Media	Media	Medio	> 97%	Media	Fácil		
		PAC	Alta	Lenta	Alto	< 90%	Media-baja	Difícil		
		AM	Media	Lenta	Alto	< 90%	Media	Difícil		
		PF	Media - baja	Lenta	Medio	> 90%	Media-baja	Fácil		
		Método MPPT basado en el control inteligente	Métodos de control por IA	FLC	Media - alta	Rápida	Alto	> 98%	Media - alta	Media
				NN	Alta	Rápida	Alto	> 98%	Media - alta	Difícil

En el listado de métodos de control MPPT descritos en la tabla 5, se encuentran sus abreviaturas correspondientes. Por tal motivo, para facilitar su comprensión, se desglosan de manera adicional y separada en la tabla 6. En cuanto a los indicadores de desempeño para cada uno de los métodos de control MPPT, su importancia se ve directamente ligada a 6 factores: complejidad, velocidad de seguimiento, costo, eficiencia, exactitud y su respectiva implementación en hardware.

**Tabla 6** Descripción de abreviaturas de los diferentes algoritmos de control MPPT. Obtenido de (Mao, y otros, 2020)

Método de control MPPT (Abreviatura)	Descripción
CVT	Seguimiento de voltaje constante (Constant voltaje tracking)
OVT	Seguimiento de voltaje constante (Constant voltaje tracking)
SCT	Seguimiento de corriente de corto circuito (Short-circuit voltaje tracking)
CS	Método de escaneo de corriente (Current scanning method)
P&O	Perturbar y observar (Perturb and observe)

IC	Conductancia incremental (Incremental conductance)
PC	Capacitancia parásita (Parasitic capacitance)
RCC	Control de correlación de ondulación (Ripple correlation control)
PAC	Combinación de paneles solares (Photovoltaic array combination)
AM	Medición real (Actual measurement)
PF	Retroalimentación de potencia (Power Feedback)
FLC	Controlador de lógica difusa (Fuzzy logic controller)
NN	Control de redes neuronales (Neural network control)

De todos los indicadores descritos, el de mayor relevancia para una instalación solar fotovoltaica en busca de mejora, es la eficiencia debido a que se encuentra directamente relacionado al máximo aprovechamiento de los recursos, en este caso la energía solar. Claramente, como se puede validar en la tabla 5, los dos métodos de control MPPT con la mayor eficiencia, esto es >98%, corresponden a los métodos basados en control inteligente. Sin embargo, en este apartado se encuentran dos métodos de control, control por lógica difusa y control por redes neuronales. La elección entre un método y otro, va enfocada hacia dos indicadores de desempeño que cobran importancia a la hora de evaluar su ejecución e instalación en una solución solar fotovoltaica y son, la complejidad y su respectiva implementación en hardware. Presentando mayores beneficios el control por lógica difusa, al tener una complejidad media-alta comparada con una complejidad alta y al tener una dificultad media en su implementación en hardware media, comparada con una dificultad alta para el control por redes neuronales.

Ahora bien, el método de control por conductancia incremental presenta ventajas significativas para que sea elegido como uno de los métodos más utilizados en la actualidad. Sin embargo, presenta una eficiencia menor a los métodos de control inteligente, acompañado de una velocidad de seguimiento media en



comparación a una velocidad de seguimiento rápida por parte del control por lógica difusa. Por las razones expuestas en este apartado, se elige como método de control a implementar mediante simulaciones, el control por lógica difusa.

### 3. Metodología

Para el desarrollo de este trabajo de grado, se dividieron las actividades en cuatro fases principales, las cuales se describen por medio de la ilustración 19. En tal sentido, cumpliendo con el esquema de la metodología, se desarrollan cada una de las etapas del trabajo de grado a continuación.

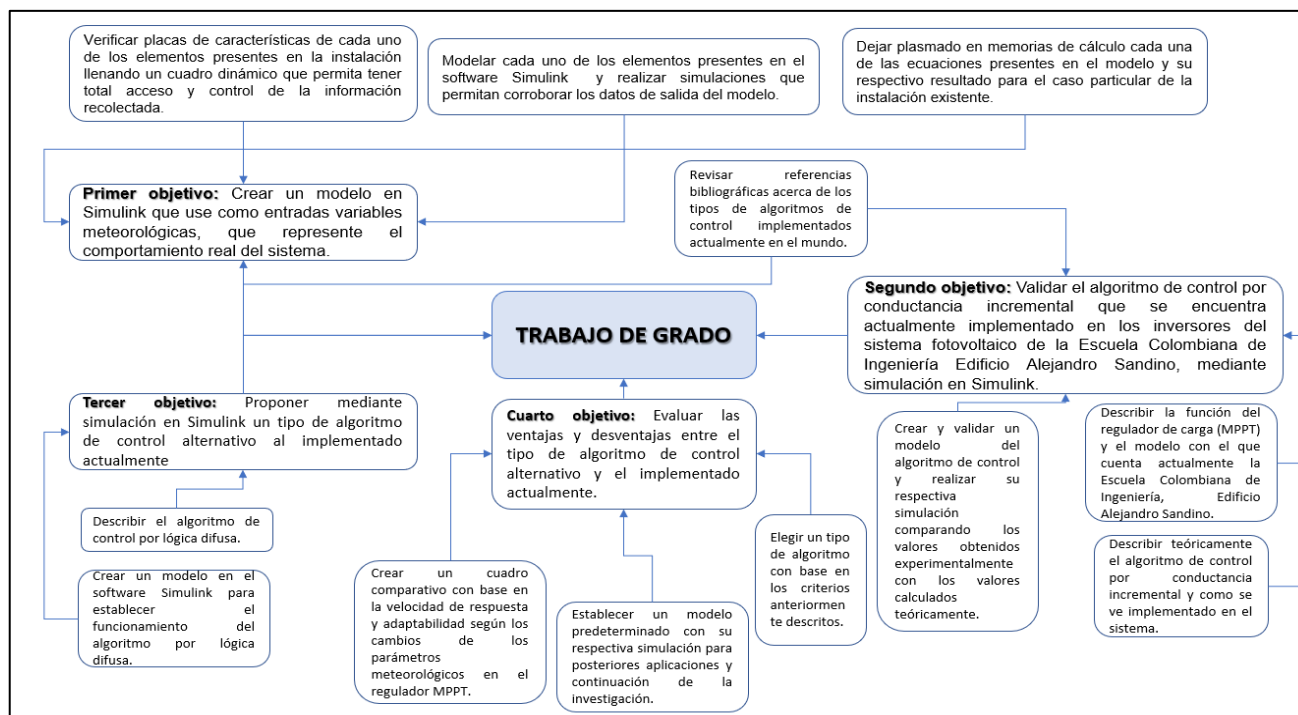


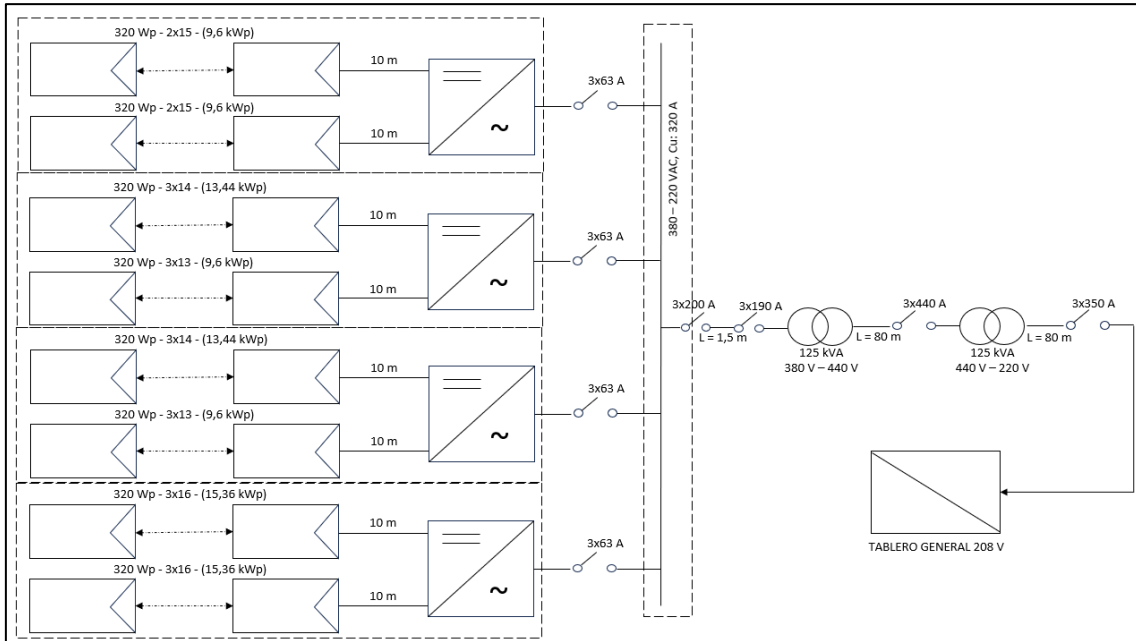
Ilustración 19 Descripción detallada de la metodología

### 3.1 Modelamiento del sistema

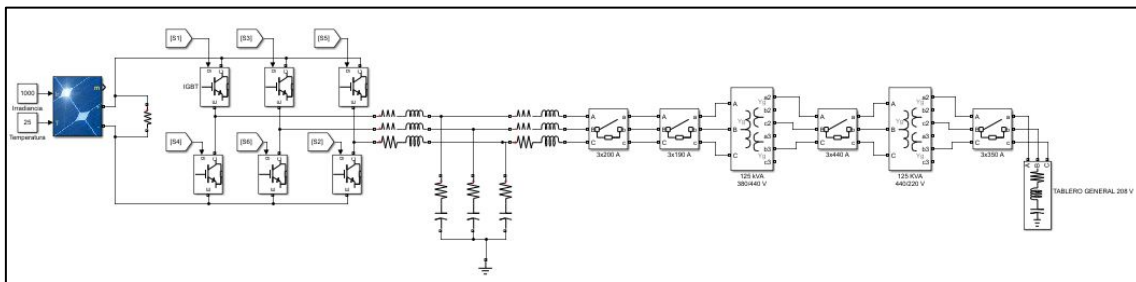


**Ilustración 20** Planta Solar Fotovoltaica Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito

La instalación solar fotovoltaica de la Universidad Escuela Colombiana Julio Garavito cuenta con diferentes etapas de dentro de su funcionamiento, las cuales son descritas a continuación:



**Ilustración 21** Diagrama Unifilar General - Instalación Solar Fotovoltaica. *Diagrama Unifilar brindado por parte del programa de Ingeniería Eléctrica*

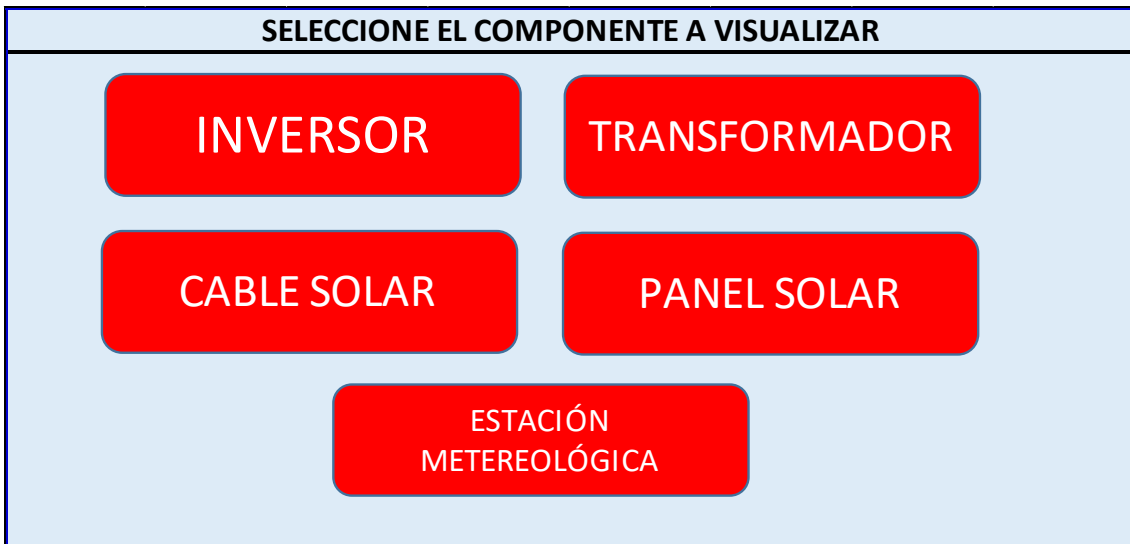


**Ilustración 22** Diagrama Unifilar General de la Universidad en Simulink. Modificado del diagrama unifilar general.

En los elementos de entrada se encuentran los paneles solares, los cuales son los encargados de recibir la energía proveniente del sol y transformarla en energía eléctrica, posteriormente se encuentran los conductores de interconexión hacia los módulos de control e inversión de onda DC a AC.

Posteriormente, se encuentran un transformador AC con relación de transformación 380/440 voltios, el cual es el encargado de entregar el nivel de tensión adecuado para la red, tal cual como se detalla en la ilustración 22.

Las características principales de cada componente son descritas a continuación:

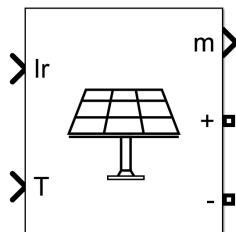


**Ilustración 23** Listado de componentes principales Instalación Solar Fotovoltaica. Cuadro dinámico anexo al trabajo de grado

El listado de componentes descrito en la ilustración 23 se encuentra anexo a este trabajo de grado, en el cual se indican los datos de fábrica de cada componente. Estos datos toman importancia al momento de realizar la simulación en Matlab – Simulink debido a que son requeridos por el mismo.

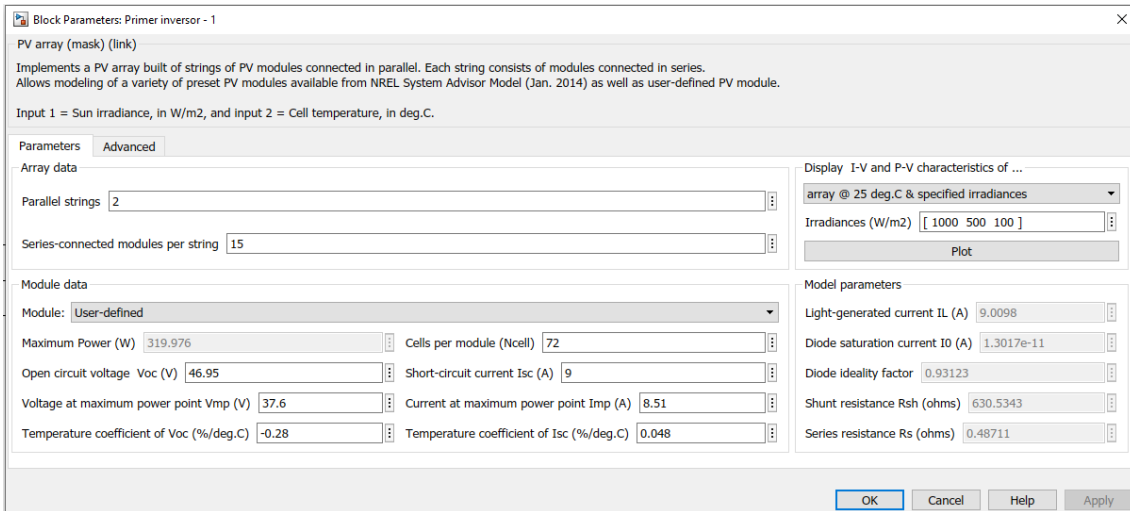
Para el modelamiento del sistema, se utilizan los siguientes elementos de la “Caja de herramientas” para sistemas dinámicos con nombre “Simulink”, el cual sirve para simular el comportamiento de sistemas dinámicos.

- PV Array:



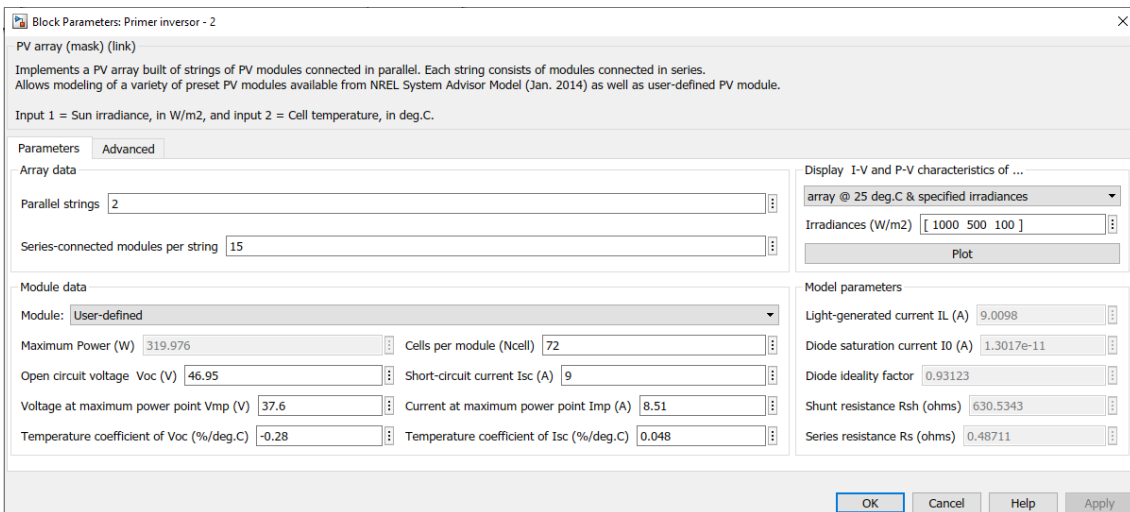
**Ilustración 24** Bloque de arreglo solar fotovoltaico. *Obtenido desde el Software Simulink - Matlab*

Este bloque permite simular un sistema o arreglo fotovoltaico basado en series y paralelos, definido por el diseñador y a su vez, permite editar cada uno de los parámetros internos del panel fotovoltaico, como se detalla a continuación:

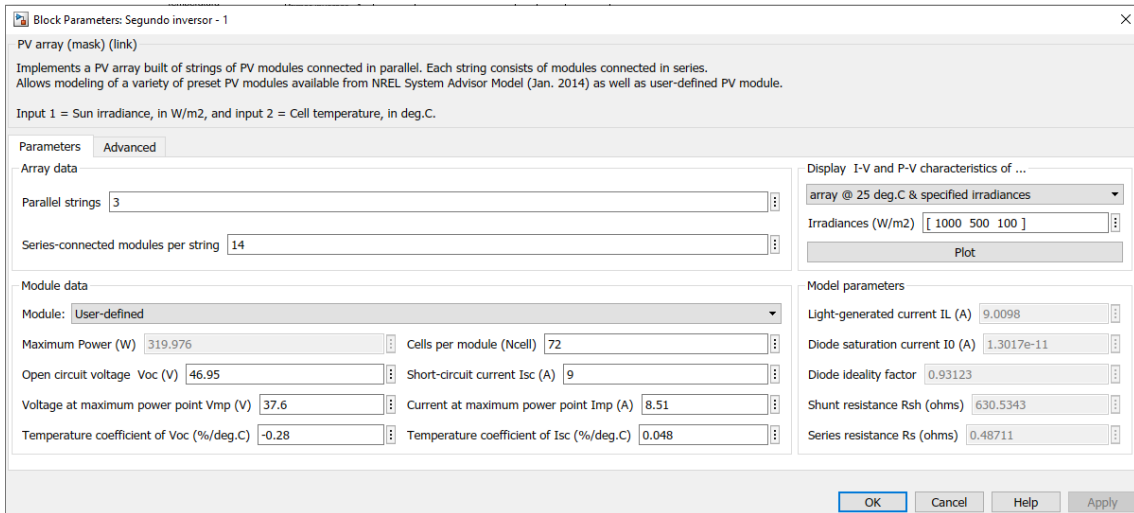


**Ilustración 25** Parámetros de entrada para el arreglo solar fotovoltaico – Primer inversor línea 1

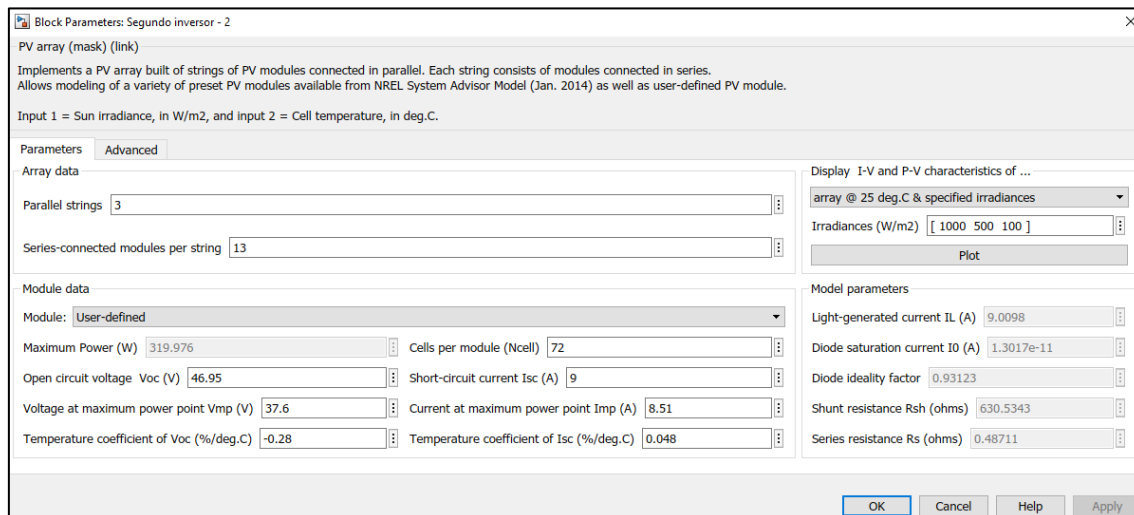
Es así como, los datos reales de cada panel solar deben ser ingresados al software, para cada uno de los arreglos, tanto en serie como en paralelo. Como se expuso en la ilustración 25, el sistema presenta 22 líneas en paralelo con sus respectivos paneles en serie.



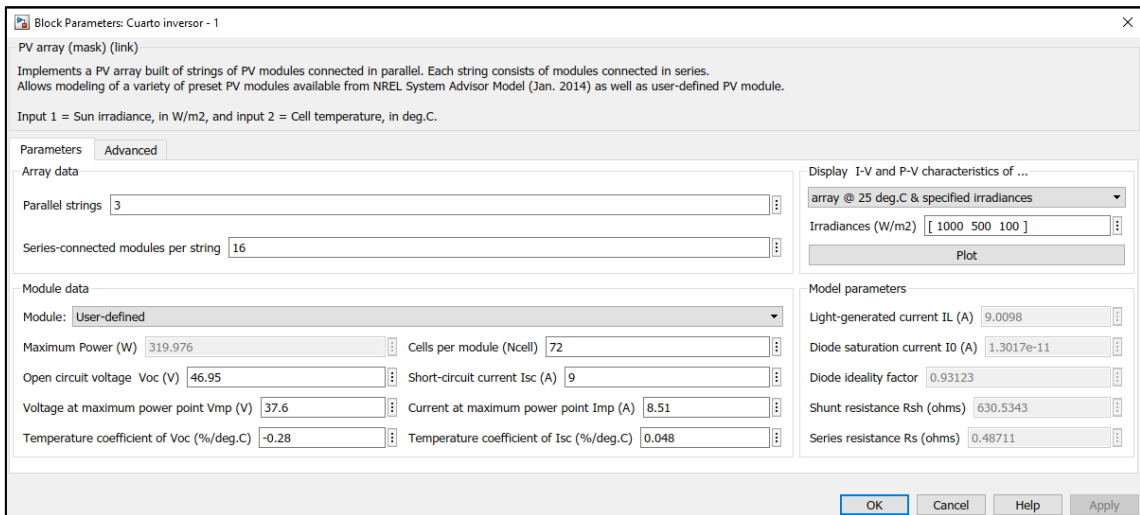
**Ilustración 26** Parámetros de entrada para el arreglo solar fotovoltaico – Primer inversor línea 2



**Ilustración 27** Parámetros de entrada para el arreglo solar fotovoltaico – Segundo inversor línea 1 igual a tercer inversor línea 1

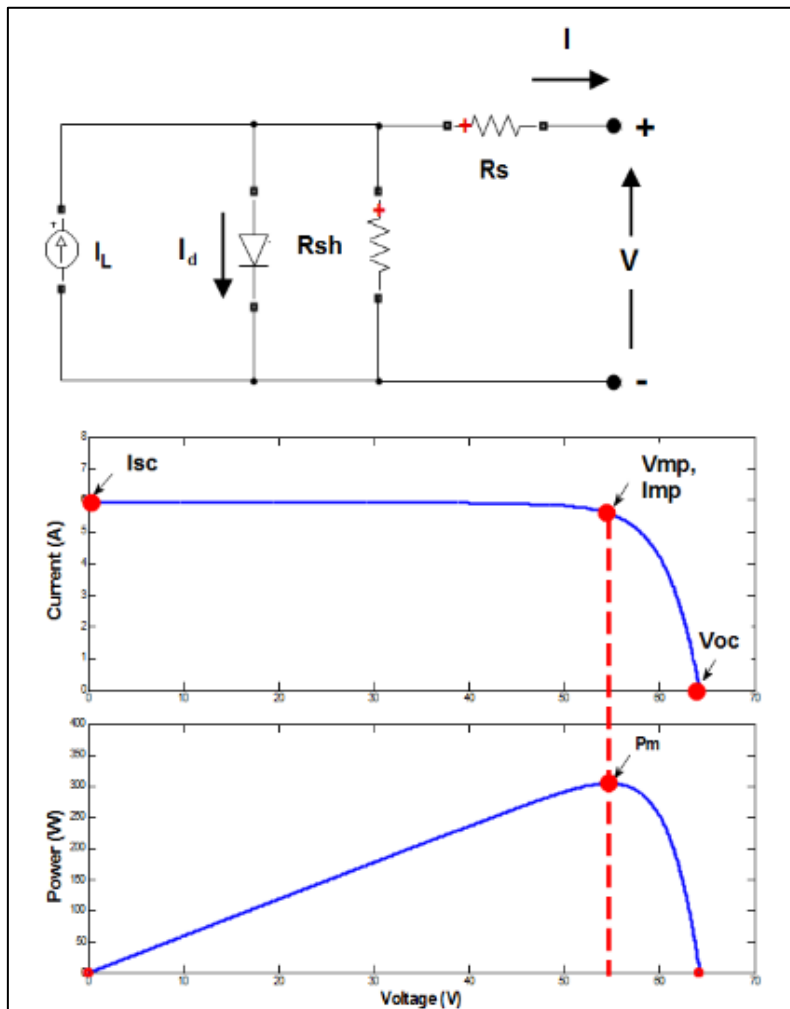


**Ilustración 28** Parámetros de entrada para el arreglo solar fotovoltaico – Segundo inversor línea 2 igual a tercer inversor línea 2



**Ilustración 29** Parámetros de entrada para el arreglo solar fotovoltaico – Cuarto inversor línea 1 igual a cuarto inversor línea 2

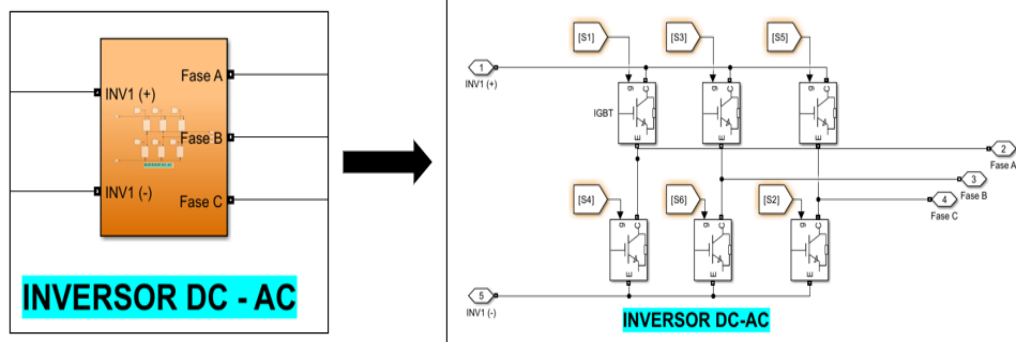
Adicionalmente, en la página Web de Matlab, se presenta el modelo de la celda fotovoltaica (ver ilustración 30).



**Ilustración 30** Modelo del módulo de celda solar fotovoltaica en Simulink. Obtenido de (MathWorks, 2023)

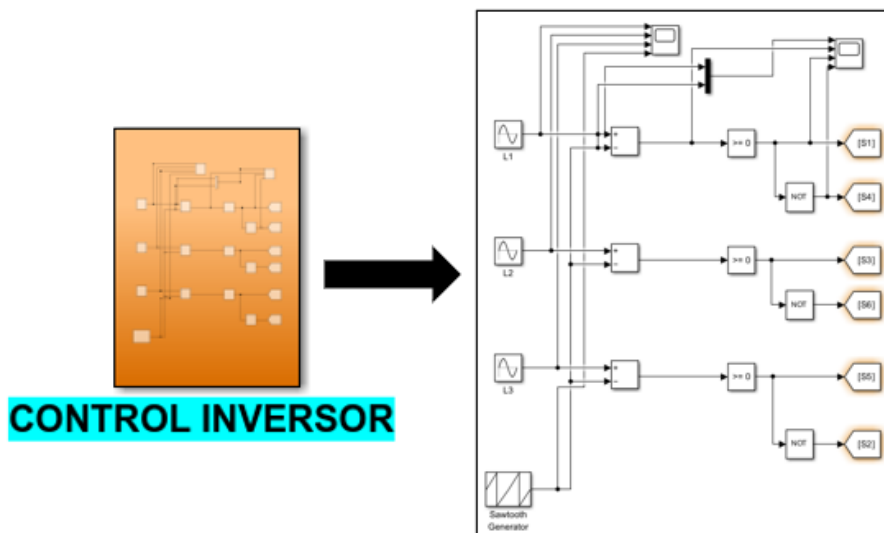


- Inversor:



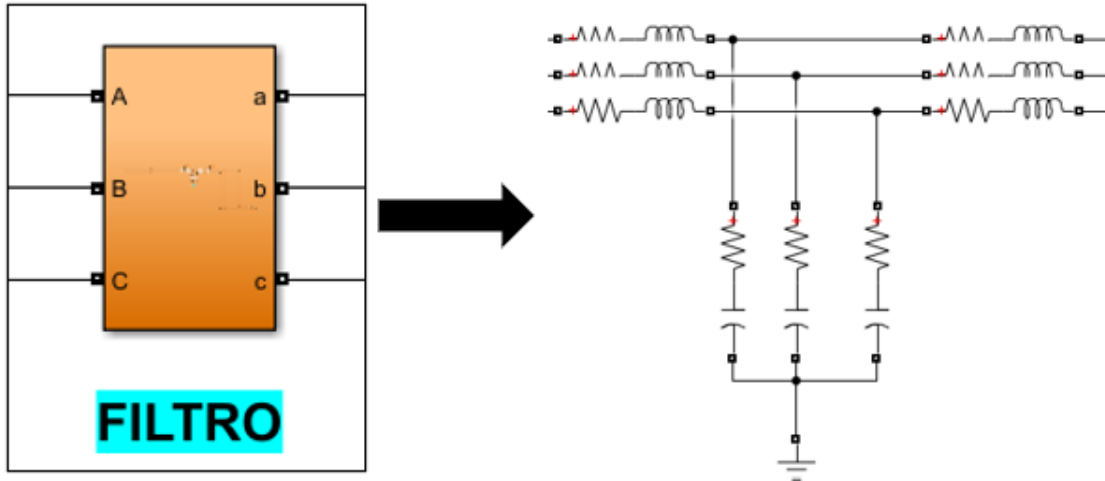
**Ilustración 31** Inversor compuesto por 6 IGBT'S en Simulink

Dentro del entorno Simulink, actualmente no existe un módulo completo para su utilización como inversor, sin embargo, para realizar las simulaciones del comportamiento del algoritmo por conductancia incremental de manera adicional en AC, se opta por adaptar el diseño de inversor DC/AC con base (Kumar, Prawin, John, & Kumar, 2010, pág. 2). En tal sentido, se integra completamente mediante 6 IGBT'S y un control basado en "switcheo" de generadores de onda.



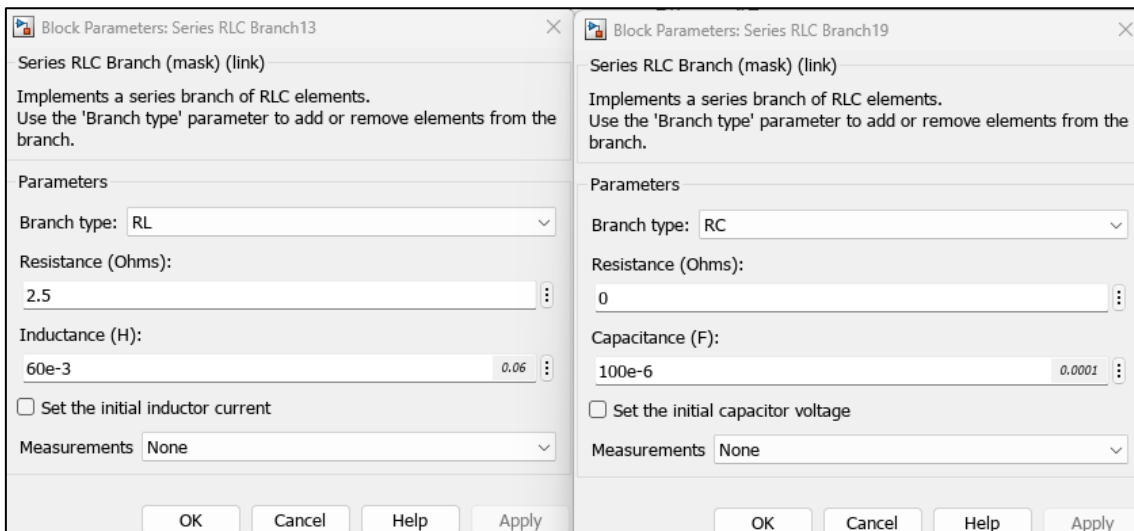
**Ilustración 32** Control PWM aplicado a Inversor trifásico en Simulink

- Filtro RLC



**Ilustración 33** Filtro RLC

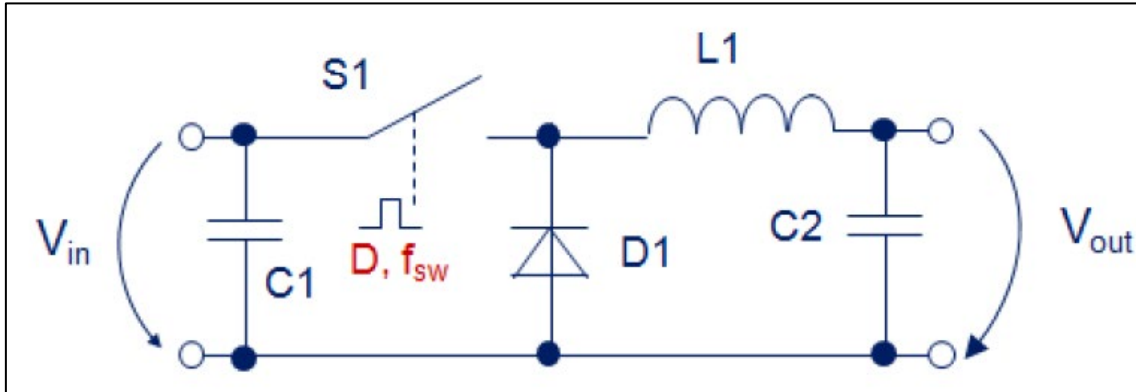
El filtro es encargado de atenuar la onda, limpiar el ruido y obtener una onda sinusoidal limpia a la salida de acuerdo con el nivel de tensión requerido, los parámetros ingresados fueron obtenidos de manera empírica evaluando el comportamiento del sistema a sus cambios en la onda de salida.



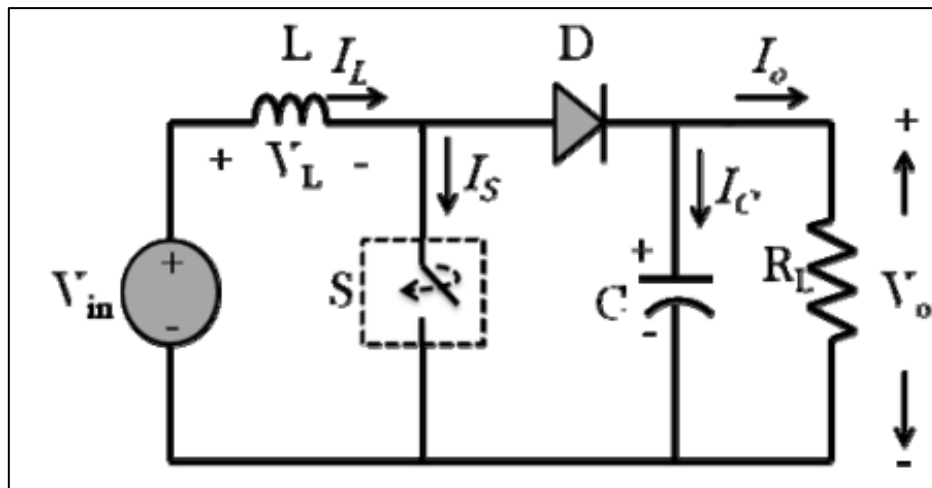
**Ilustración 34** Valores ingresados en filtro RLC compuesto por impedancia RL y RC

### 3.2 Modelamiento del sistema por conductancia incremental

Para realizar el modelamiento, es necesario plantear desde un inicio, el tipo de convertidor que se utilizará para el desarrollo de la simulación. A continuación, en la ilustración 35 e ilustración 36 se muestran los dos tipos de convertidores más comunes:



**Ilustración 35** Convertidor reductor (Buck). *Obtenido de* (Ejury, 2013, pág. 4)



**Ilustración 36** Convertidor elevador (Boost). *Obtenido de* (Mohammed & Devaraj, 2014)

El utilizar alguna de las configuraciones o la unión de las dos (llamado convertidor reductor – elevador) dependerá del nivel de tensión que se requiera a la salida del sistema, como su nombre lo indica, el convertidor reductor se encarga de disminuir el nivel de tensión a la salida y el convertidor elevador se encarga de aumentar el nivel tensión a la salida. Dependiendo del tipo de alimentación para el convertidor (tensión de entrada), se debería decidir si se opta por un diseño u otro, sin embargo, es posible utilizar cualquier configuración debido a que el ciclo trabajo podría tener un rango considerable en el cual la salida de tensión podría obtener múltiples valores.

El convertidor elegido para la simulación es el convertidor elevador, este convertidor es comandado por las siguientes ecuaciones (Mohammed & Devaraj, 2014):

$$\frac{V_s}{V_e} = \frac{1}{(1 - D)} \quad (16)$$

Los parámetros principales de entrada y salida, son:

- $V_s$  es la tensión de salida
- $V_e$  es la tensión de entrada
- $I_s$  es la corriente de salida
- $D$  es el ciclo de trabajo

$$L = \frac{V_e}{f_s \Delta I_L} * D \quad (17)$$

$$C = \frac{I_s}{f_s \Delta V_C} * D \quad (18)$$

Donde:

- a.  $\Delta I_L$  es la ondulación de la corriente de entrada
- b.  $\Delta V_C$  es la ondulación de la tensión de salida
- c.  $f_s$  es la frecuencia de conmutación (Switching)

Y el ciclo de trabajo ( $D$ ), es posible extraerlo de la (16), donde la expresión quedaría expresada de la siguiente forma:

$$D = \frac{V_s - V_e}{V_s} \quad (19)$$

Para definir el rango donde el ciclo de trabajo sería efectivo, bastaría con identificar los valores máximos y mínimos de tensión que llegase a presentarse en los arreglos solares fotovoltaicos. Los diferentes arreglos solares fotovoltaicos, se presentaron en la ilustración 21, la cual reúne mediante un diagrama unifilar, la conexión de toda la instalación eléctrica en la Universidad. Siendo así, la tensión máxima que se podría llegar a presentar a la salida del sistema DC corresponde a los 1000 voltios que soporta a la entrada el inversor DC/AC, sin embargo, la tensión máxima que presentarían los paneles solares corresponde a la tensión en circuito abierto y teniendo en cuenta que las diferentes configuraciones van desde los 13 hasta los 16 paneles en paralelo, y que adicionalmente el arreglo solar con la menor cantidad de paneles solares corresponde a la configuración 2x15x2, se opta por utilizar los datos provenientes de este arreglo solar.

El arreglo mencionado, presenta 15 paneles en serie junto a la misma configuración en paralelo, por tal motivo, la tensión máxima que se obtiene de los paneles corresponde a:

$$V_S = V_{oc} * \#Paneles\ en\ serie = 46,95 * 15 = 704,25\ Vdc \quad (20)$$

Donde el parámetro  $V_{oc}$  corresponde a la tensión en circuito abierto del panel solar. Luego, se encuentra la tensión de entrada, que en este caso corresponde a la tensión dada en el punto de máxima potencia, la cual es inferior a la tensión de salida. Para este caso en particular corresponde a:

$$V_e = V_{mpp} * \#Paneles\ en\ serie = 37,6 * 15 = 564\ Vdc \quad (21)$$

De esta manera, se obtiene el valor máximo de ciclo de trabajo (D) para el algoritmo de control por conductancia incremental:

$$D = \frac{704,25 - 564}{704,25} = 0.19 \approx 20\% \quad (22)$$

No obstante, el ciclo de trabajo máximo dado a la entrada del inversor, permitiría hasta un valor inferior a 1000 voltios para el voltaje de salida. Sin embargo, definiendo los parámetros dentro del convertidor DC-DC, el ciclo de trabajo no sobrepasaría los niveles de tensión anteriormente mencionados y lo que el algoritmo por conductancia incremental busca, es asemejarse lo más posible al valor tensión en el punto de máxima potencia con base en las ecuaciones plasmadas en el marco teórico.

Con base en las ecuaciones de inductancia, capacitancia y los criterios de diseño anteriormente descritos, se obtienen los siguientes valores para la configuración del convertidor DC-DC:

$$L = \frac{V_e}{f_s \Delta I_L} * D \quad (23)$$

Reemplazando la ecuación (19) en (23) se obtiene

$$L = \frac{V_e}{f_s \Delta I_L} * \left[ \frac{V_S - V_e}{V_S} \right] \quad (24)$$

$$L = \frac{564}{2000 * 3,4} * \left[ \frac{704,25 - 564}{704,25} \right] = 16,49\ mH \quad (25)$$

Teniendo en cuenta que se definió como porcentaje de ondulación un 10% para el valor de corriente y un valor de 0.1% para tensión. Posteriormente, se halla el valor de capacitancia de manera similar a como se encontró el valor de inductancia respectivo, reemplazando el ciclo útil de trabajo dentro de la ecuación:

$$C = \frac{I_s}{f_s \Delta V_C} * D \quad (26)$$

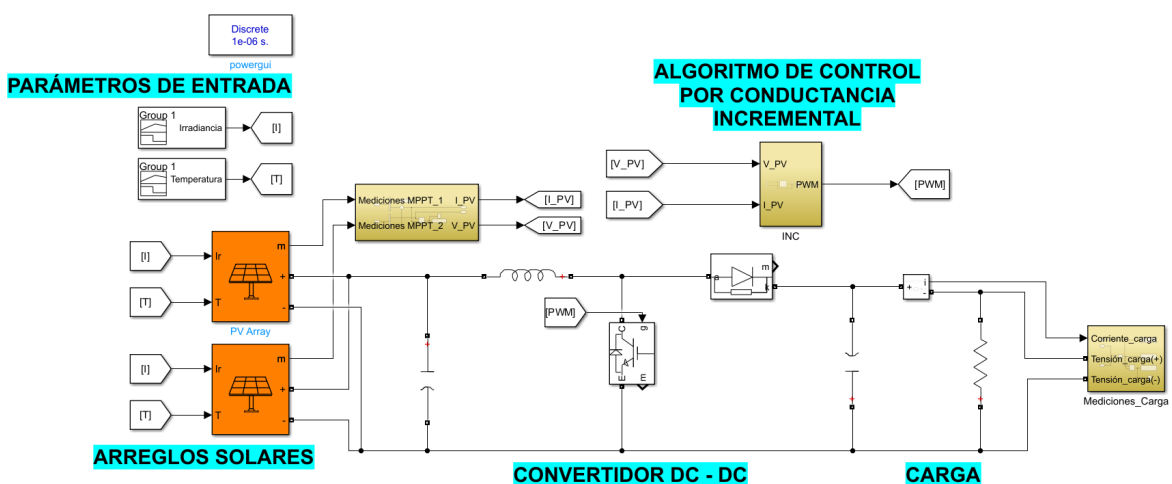
$$C = \frac{I_s}{f_s \Delta V_C} * \left[ \frac{V_s - V_e}{V_s} \right] \quad (27)$$

$$C = \frac{27,26}{2000 * 0,704} * \left[ \frac{704,25 - 564}{704,25} \right] = 3855,66 \mu F \quad (28)$$

### i. Modelo inicial

El modelo parte de la elaboración de un convertidor elevador por medio de la herramienta Simulink basado en (Kumar S. , 2020), el cual está compuesto de un arreglo solar fotovoltaico, el cual a su vez recibe como parámetros de entrada la irradiancia y temperatura, posteriormente se encuentra la configuración de un condensador como entrada y al final un condensador como salida en paralelo hacia la carga basado en (Meza, Mendoza García, & Sepúlveda Mora, 2017, pág. 3), luego se encuentra el inductor seguido del IGBT, el cual recibe la señal de modulación por ancho de pulso (PWM).

Cabe la pena resaltar que el análisis de este trabajo de grado se realizará de manera individual por cada uno los de los MPPT, es así, que surge el modelo de control presentado en la ilustración 37, el cual permite observar la configuración de dos arreglos solares fotovoltaicos conectados en paralelo a la carga.

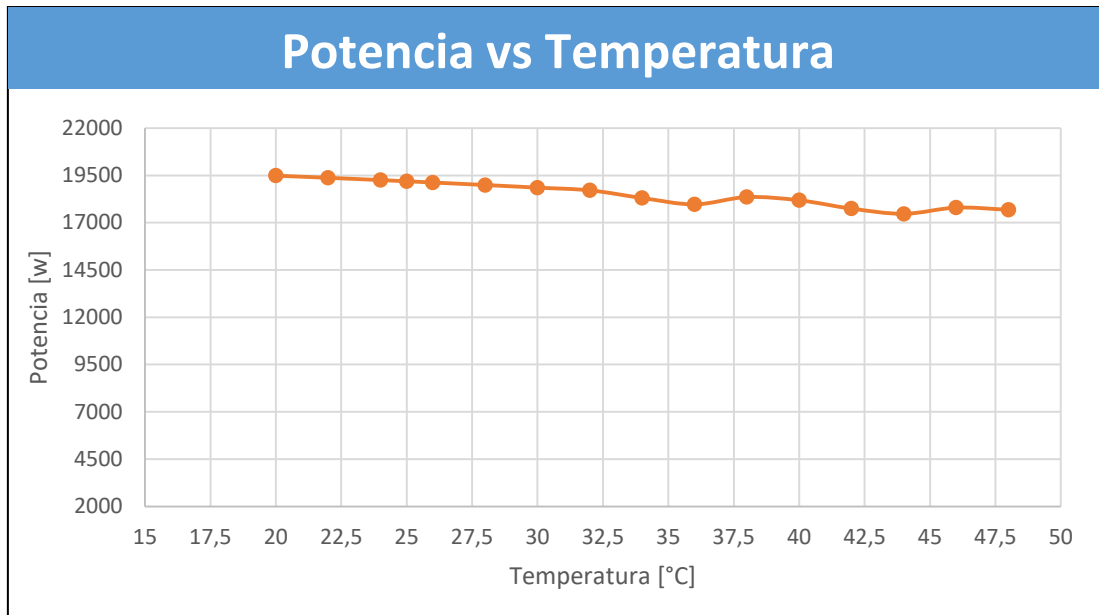


**Ilustración 37** Modelo de convertidor DC - DC con conductancia incremental como algoritmo de control

Este modelo se replica para cada uno de los inversores instalados en la Universidad Escuela Colombia de Ingeniería, como se describió en la ilustración 21, la Universidad cuenta con un total de 4 inversores, los cuales alimentan la carga final mediante la conexión en paralelo de los mismos. En la instalación eléctrica, esta conexión de los 4 inversores se da mediante un tablero de baja tensión, para este caso de estudio se representa como una múltiple conexión, esta conexión garantiza que se conserve la potencia en paralelo manteniendo los mismos parámetros de entrada para cada uno de los arreglos solares fotovoltaicos.

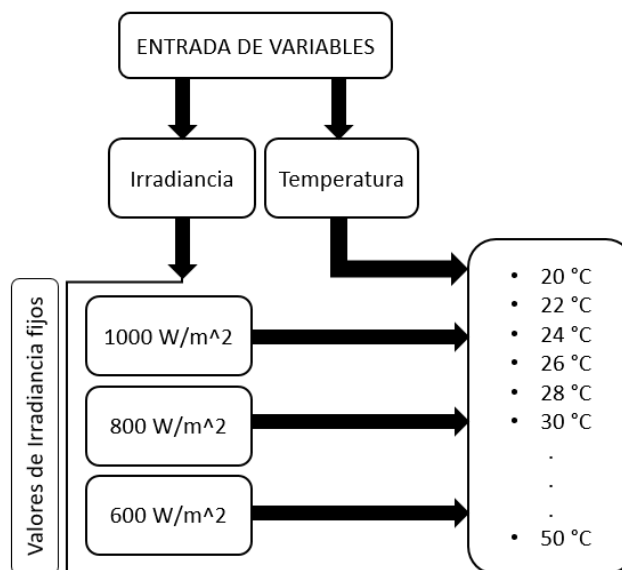
Es necesario corroborar el correcto comportamiento del sistema ante cambios en irradiancia y temperatura, siempre con el objetivo de ser lo más cercano a la instalación de la Universidad. Por tal motivo, se opta por realizar mediciones de potencia para valores de temperatura en los paneles solares entre 20 y 50°C con pasos de 2°C, bajo 3 posibles valores de irradiancia. Cabe la pena aclarar que el desarrollo del trabajo de grado tiene sus bases en los parámetros de entrada y su respuesta en potencia, sin embargo, la carga juega un papel fundamental en este caso. Pero como es de esperarse la carga no siempre es la misma y es prácticamente impredecible, por lo tanto, no es objeto de este trabajo grado el predecir el valor que tendrá la carga a diferentes horas del día.

Por medio de la simulación en un inicio, se obtiene el valor de carga óptimo y sus variaciones se basan en la respuesta en potencia que se obtiene a la salida, siendo así, se presenta la Ilustración 38, la cual presenta el comportamiento de la potencia en función de la temperatura dejando fija la irradiancia. Este ejercicio se realiza de manera individual para uno de los MPPTS (resultados para los convertidores DC-DC pertenecientes a los inversores 2, 3 y 4 anexos al final), cabe la pena resaltar, que la potencia obtenida a la salida depende en gran medida de la carga conectada al final del sistema, es por ello que la carga final se configura de manera diferente para cada una de las condiciones descritas con base a que la “corriente generada por una celda fotovoltaica es directamente proporcional a la irradiancia” (Herrera Salcedo & Duarte Moller, 2013, pág. 36), es decir, a medida que disminuye la irradiancia, para mantener la máxima potencia es necesario aumentar la resistencia final o carga para compensar ésta pérdida de irradiancia. La carga utilizada para una irradiancia de 800 W/m<sup>2</sup> presentó un incremento en la carga del 20% y para una irradiancia de 600 W/m<sup>2</sup> presentó un incremento del 60% con relación a la carga utilizada en 1000W/m<sup>2</sup>.



**Ilustración 38** Gráfica de Potencia vs Temperatura con irradiancia fija configurada en 1000 W/m<sup>2</sup>

La metodología que se utilizó para realizar los diferentes ensayos de la ilustración 38 corresponde a lo mostrado en la ilustración 39.



**Ilustración 39** Metodología de prueba a controlador DC-DC con base en algoritmo de conductancia incremental.

Como se plasma en la ilustración 41, los arreglos solares fotovoltaicos se agrupan en parejas que representan cada uno de los MPPT's, los cuales alimentan los inversores fotovoltaicos. La configuración de cada uno de los arreglos corresponde a los que se encuentran instalados físicamente. Para la parametrización, se requiere que cada una de las variables imprescindibles



como lo son la corriente y la tensión, posea una nomenclatura única debido a que el control se realiza en cada uno de los módulos de función.

De igual manera, la prueba realizada con la totalidad de convertidores DC-DC permite verificar la potencia de salida total de todo el sistema. Sin embargo, como se encuentra actualmente construida la instalación solar fotovoltaica de Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito cuenta con dos 2 arreglos solares por cada inversor, ver ilustración 40.



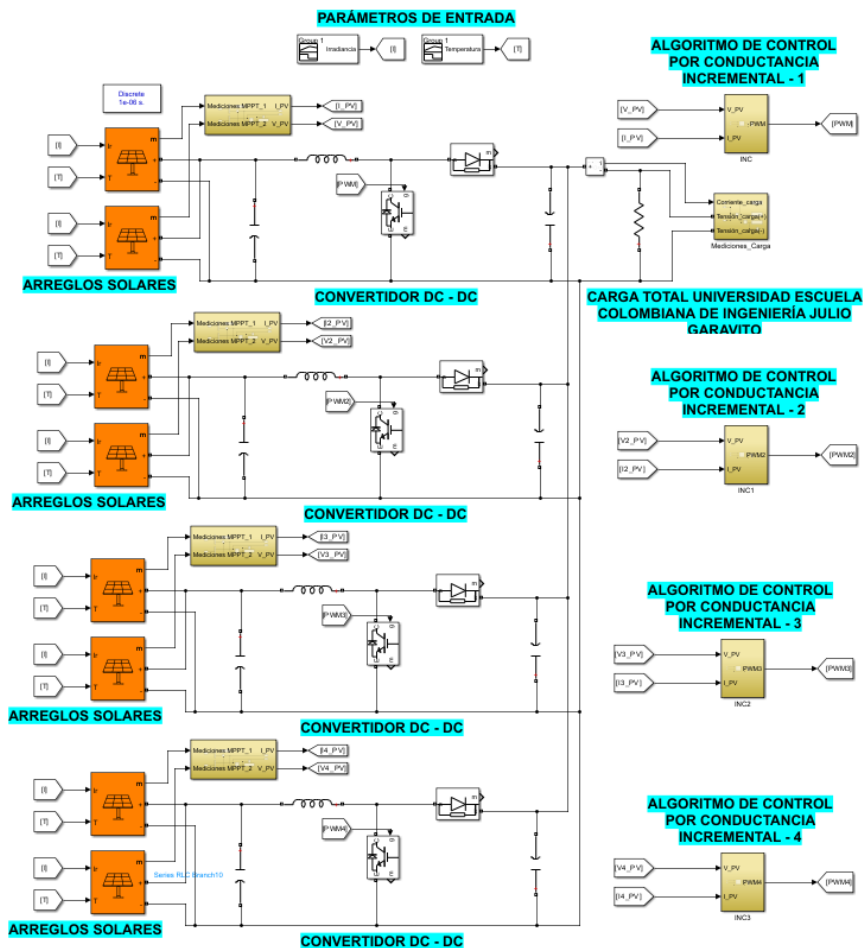
**Ilustración 40** Inversores ABB, instalados en la Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito

Siendo así se requiere la implementación de 4 inversores conectados en paralelo a un tablero de baja tensión llamado “TFV1 – TABLERO DE MANIOBRAS 380 V”, el cual cuenta con los siguientes datos descritos en la tabla 7.

**Tabla 7** Características Eléctricas Tablero de baja tensión - "TFV1 - TABLERO DE MANIOBRAS 380 V"

Tensión de línea [VAC]	380
Tensión de fase [VAC]	220
Cantidad de hilos	5
Topología	3F + N + T
Corriente nominal [A]	320
Corriente de cortocircuito [kA]	10

En tal sentido, la integración total del sistema permite simular de manera eficiente los diferentes escenarios que se podrían llegar a presentar bajo ciertas condiciones meteorológicas, estas condiciones serán claramente descritas en la sección de “Resultados y contribución”. Cabe la pena resaltar que los parámetros de entrada principales (Irradiancia y temperatura), la temperatura hace alusión a la “temperatura de la celda”, tal cual como lo describe el software de simulación Simulink.



**Ilustración 41** Modelo de convertidor DC - DC con conductancia incremental como algoritmo de control - Conexión del total de arreglos solares fotovoltaicos. Nota: Ilustración anexa al final del trabajo de grado para mejor visualización.

## ii. Control por conductancia incremental

Dentro de este marco, es imprescindible describir de manera detallada el control por conductancia incremental que se aplicó al sistema solar fotovoltaico de la Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito. Para ello y como se expuso anteriormente, se tuvo en cuenta cada una de las características físicas y eléctricas de cada uno de los componentes que interfieren y hacen parte de este proceso de conversión de energía eléctrica.

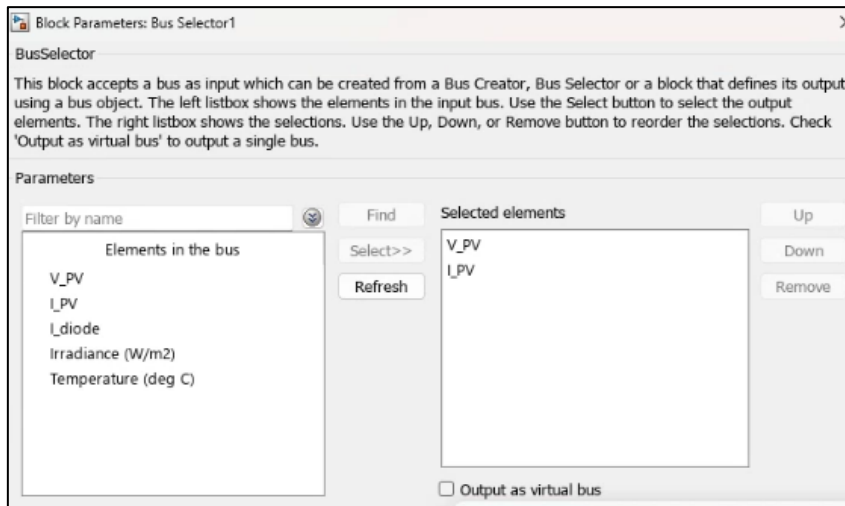
El control por conductancia incremental y como se expuso anteriormente, requiere de dos variables de entrada y estas corresponden a la tensión y

corriente continua, la cual la provee directamente los paneles solares, a su vez, las variables de entrada a los paneles solares corresponden a la irradiancia y temperatura. Estos datos son obtenidos de los paneles mediante la salida: “Mediciones”, la cual provee datos descritos en la tabla 8.

**Tabla 8** Parámetros de medición en arreglo solar fotovoltaico. *Tabla adaptada de (MathWorks, 2024)*

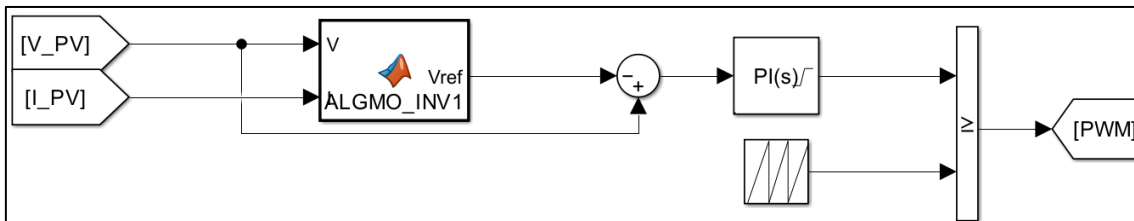
Variable número	Nombre de la variable	Tipo de variable	Descripción
1	V_PV	Salida	Tensión del panel solar (V)
2	I_PV	Salida	Corriente del panel solar (A)
3	I_diode	Salida	Corriente del diodo (A)
4	Irradiancia	Entrada	Irradiancia (W/m <sup>2</sup> )
5	Temperatura	Entrada	Temperatura de la celda (°C)

Estos datos son de suma importancia ya que representan en tiempo real, el comportamiento del sistema y por lo tanto su extracción y selección debe realizarse de manera clara, por lo que se opta en este caso a utilizar el bloque con denominación: “Selector de bus”, el cual permite la conexión por medio de un solo nodo, pero con múltiples entradas y a su vez facilita la salida de las variables que se requieran. Para este caso en particular, las variables requeridas del bloque son la variable número 1 y 2 (V\_PV e I\_PV respectivamente, ver ilustración 42)



**Ilustración 42** Menú de configuración para el bloque "BusSelector" en Simulink

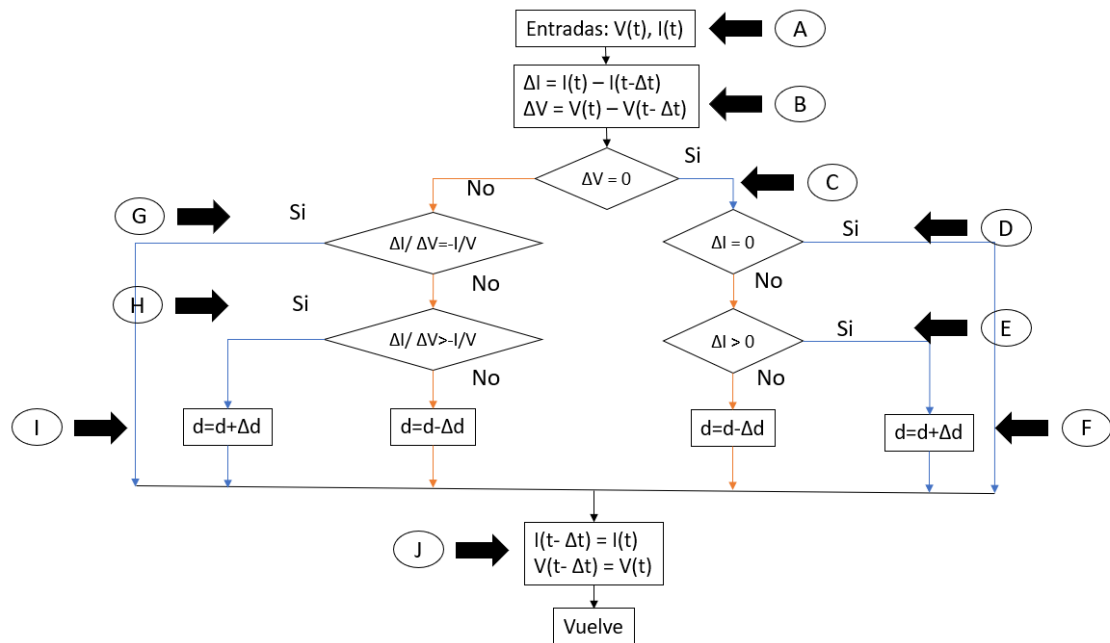
La visualización de los valores obtenidos en cada elemento dependerá del tipo de respuesta que se quiera obtener, siendo así, se dividen en dos tipos de respuesta, una de ellas por medio del bloque con nombre "Display", el cual permite visualizar datos de manera instantánea y por otro lado se encuentra el bloque con nombre "Scope", el cual permite visualizar los datos en gráfica, es decir en dos ejes, comúnmente "Eje Y" para tensión, corriente o potencia y "Eje X" para tiempo.



**Ilustración 43** Control por conductancia incremental para Inversor No 1

El control por conductancia incremental, recibe sus entradas como se mencionó anteriormente, tensión y corriente en corriente directa proveniente del arreglo solar fotovoltaico, estas variables pasan a un bloque de función llamado "Matlab Function", el cual es el encargado de recopilar y ejecutar el algoritmo de control que se deba implementar en la solución, para el caso de la ilustración 43, este bloque de función tiene por nombre "ALGMO\_INV1", el cual corresponde al algoritmo de conductancia incremental para el inversor número 1.

Este algoritmo de control, se diseñó con base al paso a paso que requiere el control por conductancia incremental. Se hace referencia al diagrama de flujo expuesto en el marco teórico de este trabajo de grado con la explicación de la implementación en cada eslabón.



**Ilustración 44** Secuencia de funcionamiento en diagrama de flujo - Algoritmo de control por conductancia incremental en convertidor DC-DC

La secuencia de control funcionará de acuerdo al siguiente algoritmo de control:

- A. El algoritmo recibe los parámetros de entrada de tensión y corriente continua.
- B. El valor de cambio en tensión y corriente ( $\Delta V$  e  $\Delta I$ ) se da por medio de la resta entre los valores ingresados en el punto A y un valor de tensión anterior y corriente anterior ( $V_{ant}$  e  $I_{ant}$ ). Para la primera iteración del sistema, se evalúa si el valor de tensión “ $V_{ant}$ ” está en cero o si por el contrario se le debe dar el valor de 0 a esta variable por ser la primera ejecución del programa. De igual manera, los valores de “ $I_{ant}$ ” y Voltaje de referencia anterior “ $V_{ref\_ant}$ ” son modificados a un valor de 0 y el voltaje del punto de máxima potencia para el total de arreglo solar fotovoltaico “ $V_{mp\_max}$ ” respectivamente.
- C. Se evalúa si el cambio de tensión es totalmente igual a 0 por medio de la línea de código: “if (dV == 0)”
- D. Debido a que la condición del punto anterior se cumplió, se evalúa si el cambio de corriente es totalmente igual a 0 por medio de la línea de código: “if (dI == 0)”
- E. Si la condición del punto D no se cumple, se procede a evaluar si el cambio de la corriente es positivo o mayor a cero.

- F. De ser así, si la respuesta de la línea E es “SI”, se debe incrementar al voltaje de referencia anterior ( $V_{ref\_ant}$ ) el cambio en el voltaje de referencia ( $dV_{ref}$ ), el cual se estableció en 1 voltio para este algoritmo. Por el contrario, se debe decrementar el cambio en el voltaje de referencia.
- G. Si, por el contrario, la condición en el punto C, no se cumple, se debe evaluar si el cambio de la conductancia incremental es totalmente igual a la conductancia instantánea.
- H. De no cumplirse la condición anterior, se debe evaluar si la conductancia incremental es mayor a la conductancia instantánea.
- I. De cumplirse la condición en el punto H, se requiere incrementar el voltaje de referencia anterior ( $V_{ref\_ant}$ ) el cambio en el voltaje de referencia anterior ( $dV_{ref}$ ). Por el contrario, se debe decrementar el cambio en el voltaje de referencia.
- J. Finalmente, el voltaje anterior y la corriente anterior obtienen el valor del voltaje y corriente actual respectivamente. Adicionalmente, el voltaje de referencia anterior obtiene el valor del voltaje de referencia actual.

Vale la pena resaltar que el algoritmo requiere validar que el nivel de tensión de referencia, que en este caso corresponde a la variable “Vref” no sobrepase el nivel de tensión en circuito abierto que pueden brindar los paneles solares y tampoco puede ser inferior a 0 voltios ya que traería incongruencias al desarrollo del algoritmo.

Vinculado a este bloque de función anteriormente descrito, se encuentra a la salida el bloque con nombre “Sum”, el cual se encarga de realizar sumatorias o restas de entradas y su respectivo resultado a la salida. Este bloque se encarga de comparar la señal obtenida (Voltaje de referencia) con la señal de entrada (Voltaje del módulo fotovoltaico). Esta comparación es indispensable ya que al ser un sistema categorizado “online”, requiere retroalimentación continua para evidenciar cambios en sus entradas y responder de manera adecuada para encontrar el punto máximo de potencia.

Esta señal de tensión a la salida va dirigida hacia un bloque “PI controller”, el cual ayuda a minimizar el error entre el voltaje de referencia (voltaje deseado) y el voltaje real de la instalación solar. Finalmente, este valor es comparado con una señal portadora que en este caso corresponde a una onda triangular, la cual posee la frecuencia de “switching” a la que funcionará el convertidor DC-DC. La sintonización del controlador PI, se da mediante simulación y validación con el modelo de algoritmo de control por conductancia incremental, validando y comparando los datos de medición arrojados por parte de la estación

meteorológica del programa de Ingeniería Eléctrica. Estos datos corresponden al mes de noviembre del año 2021 debido a que actualmente el sistema de medición ha presentado actualizaciones por parte del proveedor y se ha detenido la obtención de datos actualizados. Sin embargo, los datos obtenidos se presentan a lo largo del día, lo que permite evaluar el comportamiento del modelo a diferentes horas del día y así validar su respuesta en potencia.

A continuación, se presentan los datos obtenidos por parte de la estación meteorológica mediante la tabla 9.

**Tabla 9** Cuadro de validación para el algoritmo por conductancia incremental.

Fecha / Hora	VARIABLES DE ENTRADA		Valor medido	Valor simulado	Cálculo del error	
	Irradiancia [W/m <sup>2</sup> ]	Temperatura [°C]	Potencia [kW]	Potencia [kW]	Error relativo	Error porcentual
2021-11-20 06:15	34	67,8	1,569	1,548	0,013	1,34
2021-11-20 06:40	47	68,2	2,214	2,304	0,041	4,07
2021-11-20 07:40	343	68,5	26,193	26,935	0,028	2,83
2021-11-20 08:00	196	64,9	11,68	11,39	0,025	2,48
2021-11-20 08:25	223	67,6	12,506	12,976	0,038	3,76
2021-11-20 08:40	573	63,2	31,66	31,533	0,004	0,40
2021-11-20 08:50	174	71,2	11,514	11,54	0,002	0,23
2021-11-20 09:05	604	72,1	16,662	16,253	0,025	2,45
2021-11-20 09:25	646	75,3	32,875	32,113	0,023	2,32
2021-11-20 09:40	684	77,6	34,524	34,178	0,010	1,00
2021-11-20 10:00	728	74,3	36,123	36,451	0,009	0,91
2021-11-20 10:20	676	73,1	21,84	22,213	0,017	1,71
2021-11-20 10:45	227	72,4	10,842	10,413	0,040	3,96
2021-11-20 11:30	886	74	28,999	28,637	0,012	1,25
2021-11-20 12:00	916	80	42,611	40,974	0,038	3,84
2021-11-20 12:30	304	72,6	16,497	16,788	0,018	1,76
2021-11-20 13:05	205	69,8	11,005	10,999	0,001	0,05
2021-11-20 13:25	140	69,3	7,67	7,87	0,026	2,61
2021-11-20 13:55	218	68,7	12,044	12,419	0,031	3,11
2021-11-20 14:35	25	68,2	0,973	0,995	0,023	2,26

En la cual se puede identificar las siguientes columnas:

1. Fecha / Hora: Corresponde a la hora y el día donde se tomaron los datos respectivos de la estación meteorológica.
2. Variables de entrada: Irradiancia y temperatura como las variables que ingresan directamente a los diferentes arreglos solares fotovoltaicos y pueden ser simuladas en el entorno de Simulink.
3. Valor medido: Corresponde al valor de potencia en kW que midió la estación meteorológica
4. Valor simulado: Corresponde al valor de potencia en kW que arrojó Simulink para el total de convertidores DC-DC.
5. Cálculo del error: Corresponde al cálculo del error absoluto, relativo y porcentual comparando los valores medidos y los valores simulados.

La validación del modelo del sistema por conductancia incremental se basó en el ingreso de irradiancias y temperaturas del panel solar en Simulink a diferentes horas del día y su posterior comparación con los datos medidos por parte de la

estación meteorológica en la instalación solar fotovoltaica. Para estos datos se realizó el cálculo del error absoluto, relativo y porcentual, con el fin de evaluar la exactitud y precisión. El cálculo del error absoluto se da mediante la ecuación (29) (Aranzeta, 2010, pág. 36)

$$e = x - x_v \tag{29}$$

Donde:

$x$  es el valor medido

$x_v$  es el valor verdadero

El cálculo del error relativo se da mediante la ecuación (30) (Aranzeta, 2010, pág. 36)

$$E_x = \frac{|e|}{x_v} \tag{30}$$

Y finalmente, el error porcentual se desprende del error relativo al multiplicarlo por 100. De esta manera se obtiene que el algoritmo por conductancia incremental permite simular el comportamiento de la instalación solar fotovoltaica en la obtención de potencia DC debido a que el error porcentual en los valores obtenidos no supera el 5%.

Se integra la totalidad de los 4 inversores hacia un punto en común simulando la conexión en el tablero “TFV1 – TABLERO DE MANIOBRAS 380 V”, obteniendo el esquemático dado en la ilustración 45.

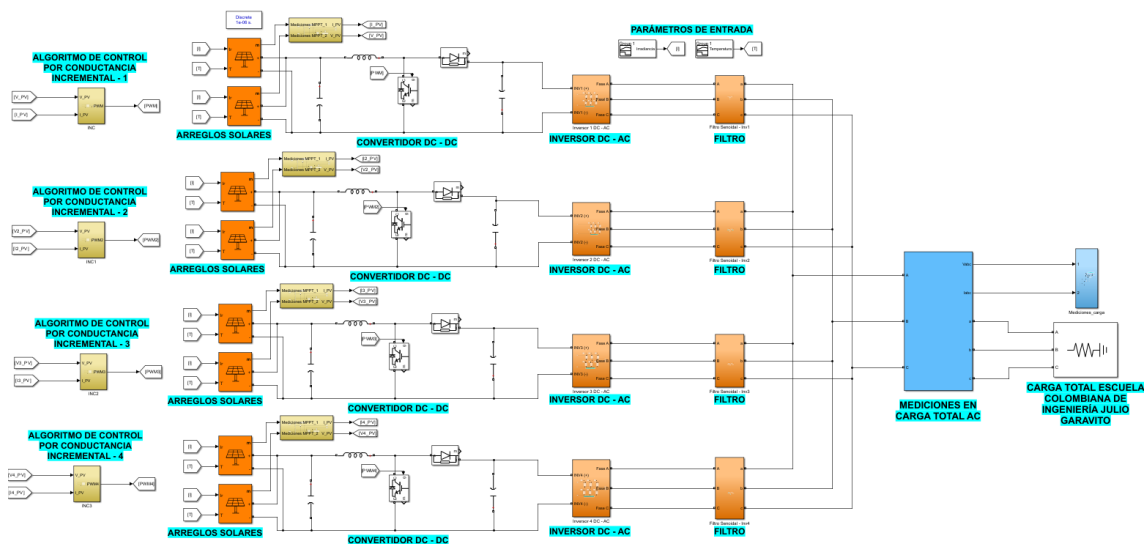


Ilustración 45 Modelo AC - Control por conductancia incremental

### 3.3 Modelamiento del sistema por lógica difusa



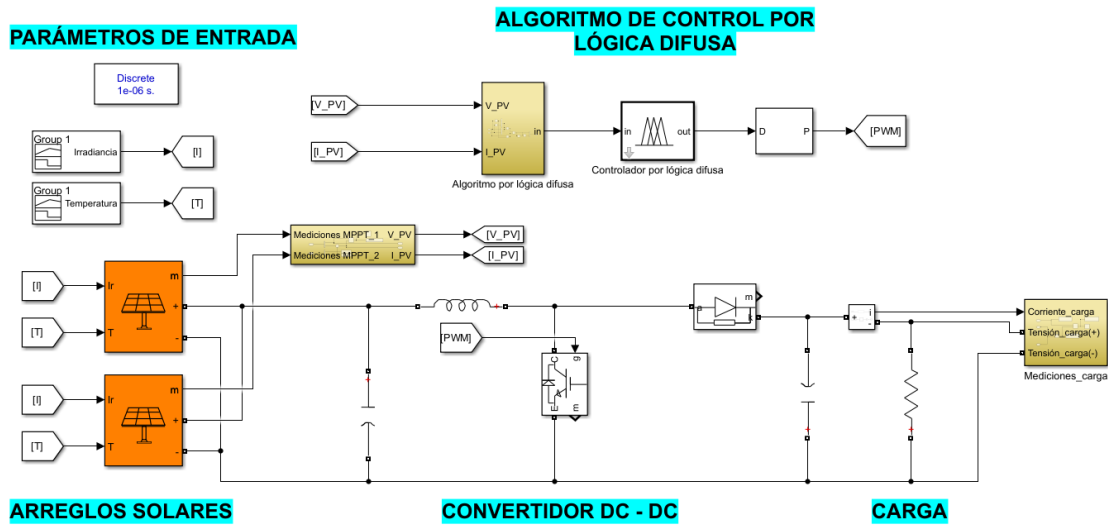
El modelamiento del sistema por lógica difusa busca (Kouro, 2002) “interpretar en forma intuitiva (y no numéricamente exacta) el estado de ciertas variables, en base a ello deducir en forma lógica una actuación posible que permita llevar la variable al estado deseado.” (pág. 1)

El modelamiento del sistema por lógica difusa requiere que se cumpla con cada uno de los requisitos que a continuación se cita:

- a) Se requiere una planta a controlar, en este caso, la instalación solar fotovoltaica de la Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito.

Vale la pena aclarar que, para el desarrollo del control por lógica difusa, la planta no presentará variaciones en cuanto a sus datos de diseño en el modelamiento para el control por conductancia incremental, esto con la finalidad de verificar el funcionamiento de ambos sistemas bajo las mismas condiciones meteorológicas.

- b) Posteriormente, se deben definir las señales de entrada, hacia el control de lógica difusa, estas señales de entrada serán la corriente y la tensión ofrecidas directamente por los paneles solares.
- c) Luego estas señales que contienen datos numéricos entran a un proceso de fusificación.
- d) En el proceso de fusificación, las variables numéricas o cuantitativas llegan a un fusificador, el cual se encarga de convertir las variables numéricas en variables cualitativas, definidas sobre rangos de valores y basados en diferentes tipos de funciones.
- e) Luego, el control difuso se encarga mediante una matriz de reglas para lógica difusa, asignar a cada uno de los posibles escenarios una variable cualitativa según el rango en el que se encuentre.
- f) Finalmente, el defusificador se encarga de convertir esta variable cualitativa en una variable cuantitativa y así arrojar el valor que modificará el ancho de pulso o PWM.



**Ilustración 46** Modelo de convertidor DC - DC con lógica difusa como algoritmo de control

Siendo así y dando paso al modelo, se establece la ecuación principal a controlar, esta ecuación tiene en cuenta la potencia y tensión de los paneles solares fotovoltaicos y su principio de funcionamiento, se basa en las entradas para el controlador de lógica difusa.

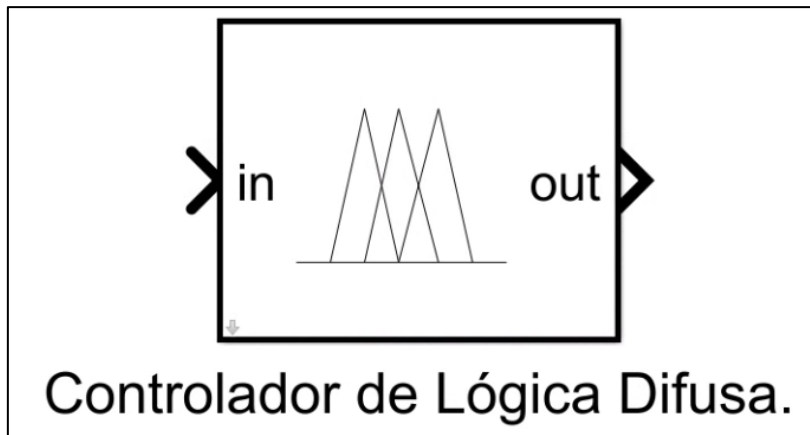
La ecuación se establece de acuerdo a las condiciones dadas por el diseñador ya que se evaluará el cambio de una variable respecto a otra variable y cabe la pena aclarar que, para este caso de estudio, la variable que presenta mayores cambios en la potencia entregada se da por medio de la temperatura en la célula del panel solar, por lo tanto, la variable mayormente afectada por este fenómeno corresponde a la tensión de los paneles solares. Es por ello que se decide evaluar el comportamiento de la instalación mediante el cambio de la potencia respecto a la corriente.

Las ecuaciones que van a cumplir el rol de entradas para este estudio corresponden a la ecuación (31) y (32) tomadas de (Yilmaz, Kircay, & Borekci, 2018, pág. 995)

$$E(k) = \frac{\Delta P}{\Delta V} = \frac{P(k) - P(k - 1)}{V(k) - V(k - 1)} \quad (31)$$

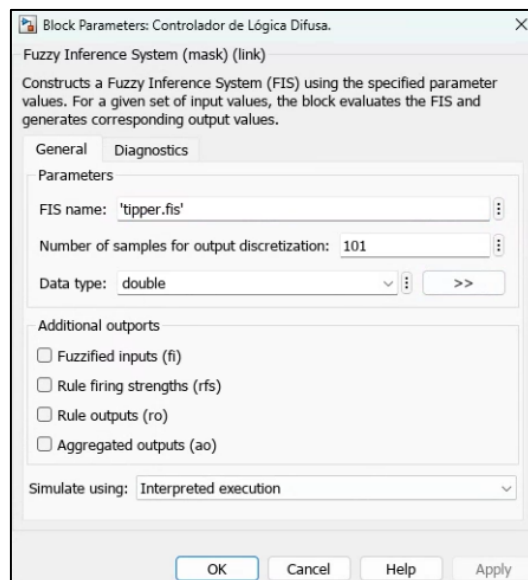
$$CE = E(k) - E(k - 1) \quad (32)$$

Dentro del entorno de Simulink, el bloque asignado para el controlador de lógica difusa aparece como "Fuzzy Logic Controller" y presenta la apariencia de la ilustración 47.



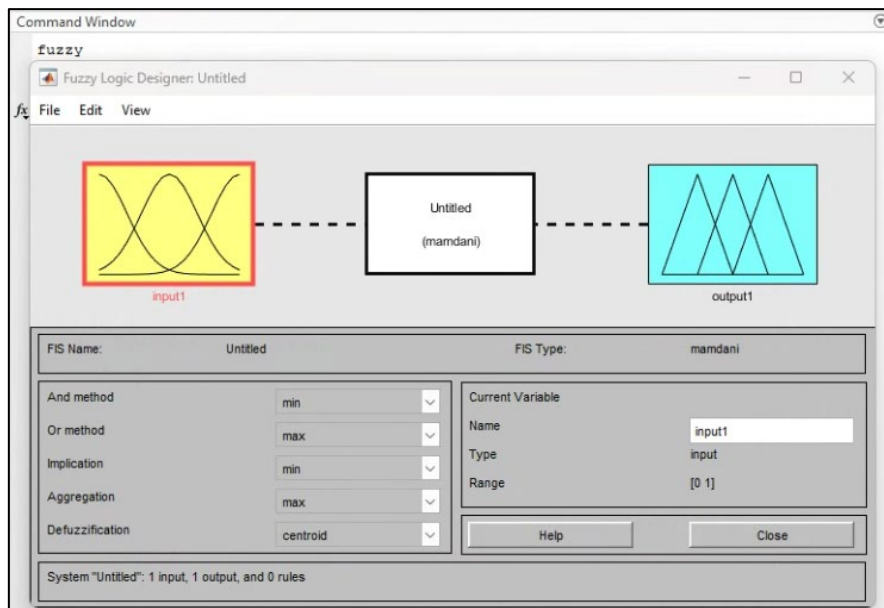
**Ilustración 47** Esquemático de controlador de lógica difusa en Simulink

El controlador presenta los parámetros predeterminados, descritos en la ilustración 48, entre los cuales, se resalta la fila con denominación “FIS name”, esta recibe el programa que se quiere implementar y debe ser creado desde la ventana de comandos mediante la palabra reservada “Fuzzy”.



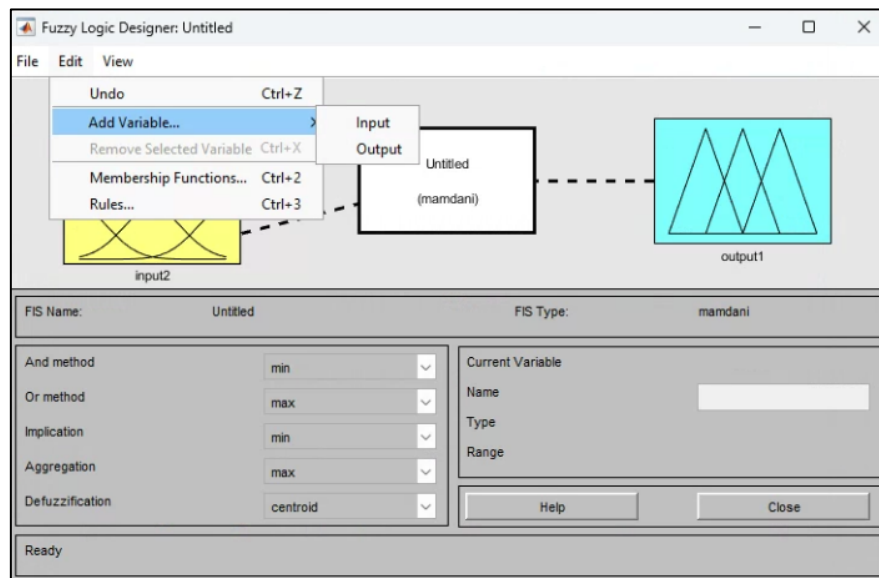
**Ilustración 48** Parámetros de configuración predeterminados para controlador de Lógica Difusa en Simulink

La ventana de comandos es mostrada en la ilustración 49, mediante la palabra “Fuzzy”, esta ventana abre el programa “Fuzzy Logic Designer”, el cual es el encargado de recibir la parametrización para la fusificación, control de lógica difusa y defusificación.



**Ilustración 49** Programa de diseño para Lógica Difusa en Matlab

En este orden de ideas y como se mencionó anteriormente, el proceso de fusificación permite “pasar de variables reales a variables difusas” (Bendib, Krim, Belmili, Almi, & Boulouma, 2014, pág. 5), esto se realiza con base en los parámetros de entrada fueron definidos en la ecuación (31) y (32), por lo tanto, se requiere añadir una entrada adicional a la entrada que viene por defecto en el programa, esta adición se realiza de acuerdo a la ilustración 50.



**Ilustración 50** Agregar variable de entrada en diseñador de Lógica Difusa

Posteriormente, se define para cada variable de entrada y salida, su respectivo rango de datos sobre los cuales va a operar y su función de membresía. Para la función de salida, el controlador de lógica difusa se encarga de realizar el proceso de defusificación, en el cual “la información difusa proveniente del

mecanismo de inferencia se convierte en información no confusa que útil para el proceso a controlar” (Robles Algarín, Taborda Giraldo, & Rodríguez Álvarez, 2017, pág. 8). Entre las funciones de membresía se encuentran las descritas en la tabla 10.

**Tabla 10** Tipos de funciones de membresía para controlador de Lógica Difusa. *Obtenido de (Math Works, 2024)*

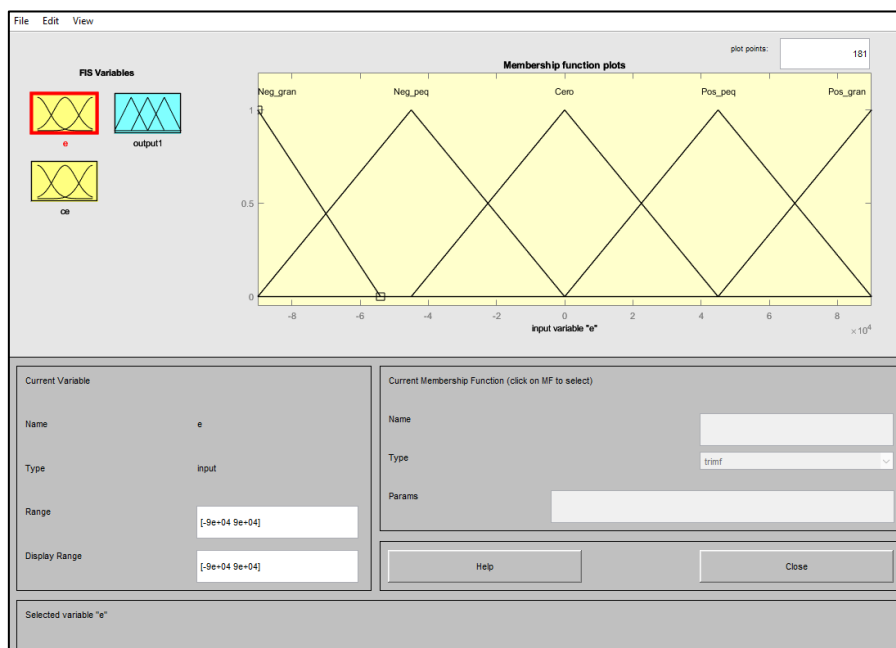
Tipo de Función de Membresía	Descripción
"trimf"	Función de membresía triangular
"trapmf"	Función de membresía trapezoidal
"gbellmf"	Función de membresía generalizada en forma de campana
"gaussmf"	Función de membresía Gaussiana
"gauss2mf"	Función de membresía de combinación gaussiana
"sigmf"	Función de membresía sigmoidea

La elección entre una función de membresía y otra, se encuentra alienada a su eficiencia de recursos y con lo que se cuente en el lugar donde se va a implementar. Funciones de membresía triangular, trapezoidal y gaussiana son las funciones más usadas y en algunos casos, (Harliana & Rahim, 2017) sugieren que “a partir de estas funciones se podrían tener los mismos resultados dependiendo del caso” (p. 7), y teniendo en cuenta las funciones que representan un menor uso de los recursos computacionales utilizados por su simplicidad, para este caso de estudio, se escoge la función triangular para datos en rango medio y trapezoidal para los datos en extremos.

En cuanto a la cantidad de funciones de membresía, existen infinitas posibilidades según lo requiera el caso de estudio, sin embargo, algunos autores que han trabajado con lógica difusa (por ejemplo Bounechba, autor citado más adelante en este documento) plasman en sus estudios alrededor de 5 funciones de membresía por cada entrada del sistema. El hacer uso de un número superior de funciones de membresía conllevaría a una mayor extensión en la matriz de reglas difusas que se verá más adelante.

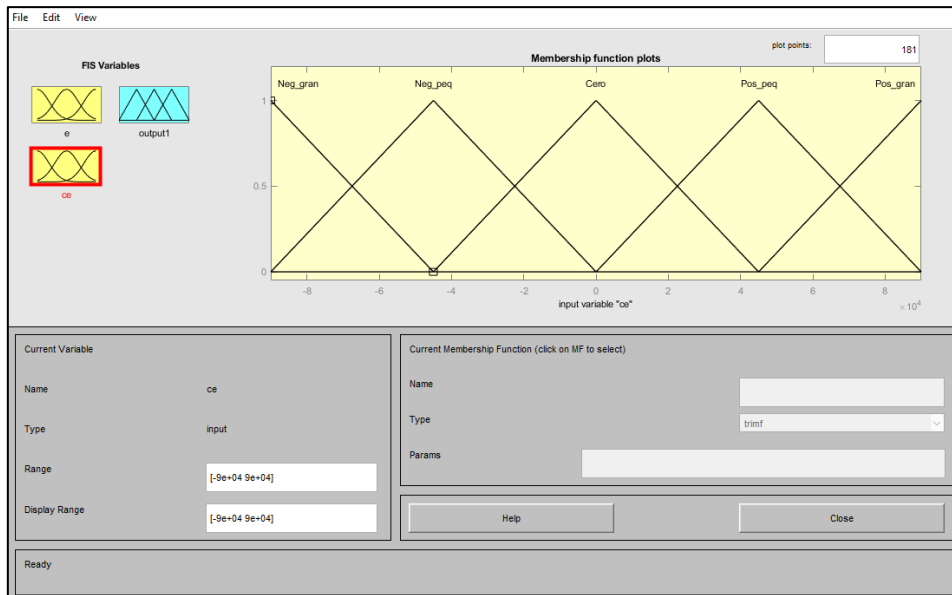
Para la elección de la uniformidad o diversidad de las funciones, se tuvo en cuenta el uso de recursos, la simplicidad y facilidad a la hora de la simulación por el bloque de lógica difusa. Es decir que al definir funciones de membresía se busca una representación predecible y con respuesta suave entre las funciones

que se traslapan. Adicionalmente, una mayor diversidad podría hacer que el algoritmo sea más sensible ante cambios de irradiancias, causando oscilaciones o fluctuaciones alrededor del punto de máxima potencia. Siendo así y como se mencionó anteriormente, se definen funciones trapezoidales y triangulares uniformes. Para definir las funciones de membresía, es necesario definir los rangos de las funciones, para este caso, se definen los rangos con base en el mínimo y máximo valor que podrían llegar a tomar. En cuanto a la variable del Error, descrita en la ecuación (31), la cual relaciona directamente el cambio en potencia respecto al cambio en tensión, puede tomar valores comprendidos entre 90.000 y -90.000 y el cambio del error puede presentar cambios de -90.000 y 90.000.



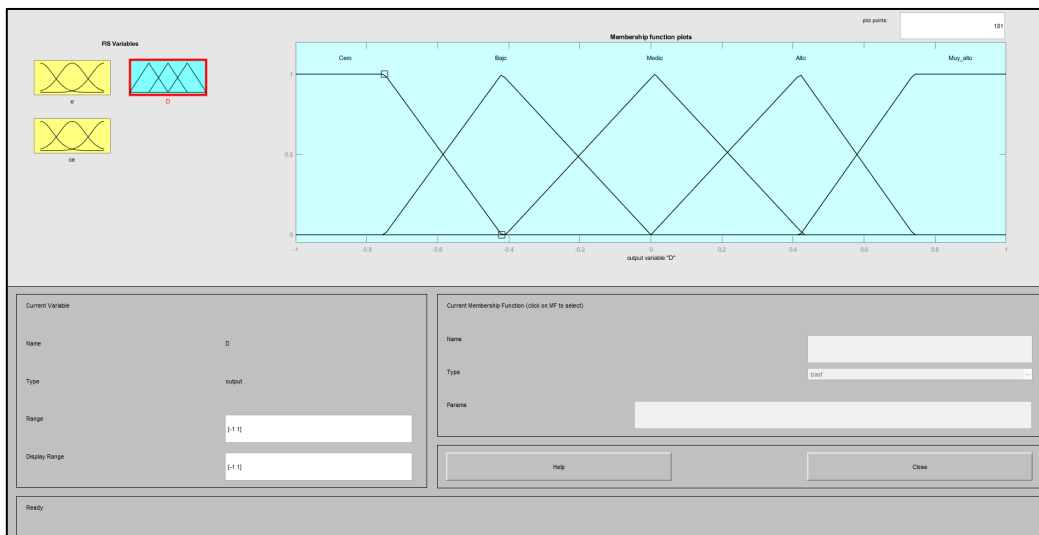
**Ilustración 51** Funciones de pertenencia implementadas para la entrada definida como "e", haciendo referencia al "Error", para modelo de control MPPT por Lógica Difusa.

En la ilustración 51, se presentan las funciones de pertenencia implementadas para la primera entrada (definida mediante la ecuación 31) del controlador por lógica difusa. Las funciones utilizadas corresponden a funciones de membresía trapezoidal para los extremos y funciones de membresía triangular para valores comprendidos en el medio. En total se implementan 5 funciones con nomenclatura: Neg\_gran, Neg\_peq, Cero, Pos\_peq y Pos\_gran, los cuales hacen referencia a valores muy negativos, negativos, sin cambios, positivos y muy positivos respectivamente.



**Ilustración 52** Funciones de pertenencia implementadas para la entrada definida como "ce", haciendo referencia al "Cambio del error", para modelo de control MPPT por Lógica Difusa.

Así mismo, en la ilustración 52 se presentan las funciones de membresía definidas para la segunda entrada (definida mediante la ecuación 32) del controlador por lógica difusa. Para mayor facilidad, las funciones manejan la misma nomenclatura de la entrada número 1.



**Ilustración 53** Funciones de pertenencia implementadas para la salida definida como "D", haciendo referencia a la "Modulación por ancho de pulso", para modelo de control MPPT por Lógica Difusa.

Finalmente, en la ilustración 53 se presentan las funciones de pertenencia para la salida, el proceso de defusificación se realiza por medio del método centroide, el cual es definido directamente en el diseñador de lógica difusa, el método del centroide como se define en Simulink, (MathWorks, 2024) como: "un proceso

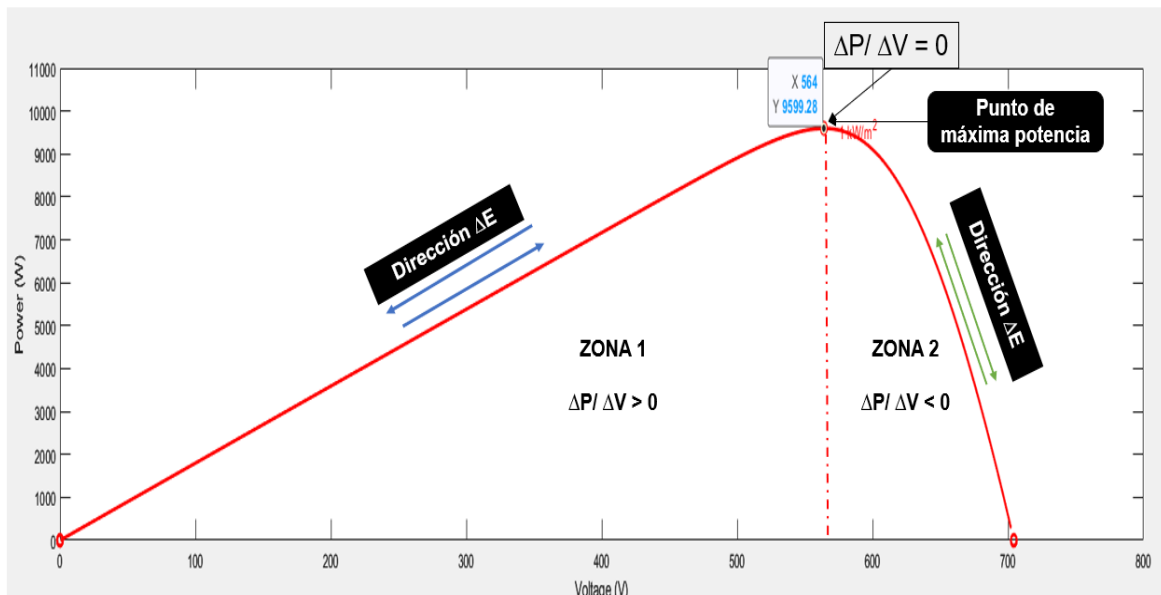
mediante el cual se devuelve el centro de gravedad del control difuso a lo largo del eje x. Si piensa en el área como una placa de espesor y densidad uniformes, el centroide es el punto a lo largo del eje x alrededor del cual se equilibraría el conjunto difuso”. Con base en lo anterior, el ciclo de trabajo se define en un rango de entre más o menos 1. Luego, es necesario definir la matriz de reglas sobre la cual el algoritmo tomará las respectivas decisiones con base en sus 2 entradas.

La matriz de reglas requiere tener en cuenta las dos ecuaciones que se definieron anteriormente, sin embargo, se traen a colación:

$$E(k) = \frac{\Delta P}{\Delta V} = \frac{P(k) - P(k - 1)}{V(k) - V(k - 1)} \quad (33)$$

$$CE = E(k) - E(k - 1) \quad (34)$$

Las ecuaciones 33 y 34 permiten evaluar el comportamiento esperado del arreglo solar fotovoltaico. Este comportamiento se puede entender de mejor manera en la Ilustración 54, la cual representa la gráfica de potencia vs tiempo para un arreglo solar fotovoltaico compuesto de 15 paneles solares dispuestos en serie más otro arreglo totalmente igual dispuesto en paralelo (arreglo perteneciente al inversor # 1).



**Ilustración 54** Gráfica de potencia vs tiempo perteneciente al arreglo solar fotovoltaico del Inversor # 1 compuesto de 15 paneles en serie más otro en paralelo. Obtenida del software Matlab – Simulink.



En la ilustración 54 se puede analizar los siguientes aspectos relevantes:

1. El punto de máxima potencia, se encuentra identificado mediante la ecuación (35).

$$\frac{\Delta P}{\Delta V} = 0 = E(k) \quad (35)$$

2. La curva se divide en dos zonas principales, la zona 1 y zona 2. Estas zonas se dividen debido a la condición de la derivada en la curva, es decir, si el máximo punto de potencia (MPP) se encuentra en la zona 1, la ecuación 36 así lo relaciona, por el contrario, si el punto se encuentra en la zona 2, la ecuación 37 da esta indicación. Es decir, si la pendiente de la curva es positiva, el punto se encuentra en el lado izquierdo de la curva y si la pendiente de la curva es negativa, el punto se encuentra en el lado derecho de la curva.

$$\text{Ecuación Zona 1} = \frac{\Delta P}{\Delta V} > 0 \quad (36)$$

$$\text{Ecuación Zona 2} = \frac{\Delta P}{\Delta V} < 0 \quad (37)$$

De tal forma, se define la primera entrada para el controlador de lógica difusa, teniendo en cuenta que al igual que el algoritmo de conductancia incremental, se aproxima el cambio incremental de potencia respecto a la tensión mediante la derivada, es decir el cambio instantáneo de potencia respecto a la tensión.

3. Por otro lado, la velocidad del cambio del error, se puede interpretar como qué tan rápido es capaz de variar la respuesta en el tiempo. Esta se obtiene mediante la segunda entrada en el controlador lógico.

Con base en lo anteriormente expuesto, se define la matriz de reglas con base en la cantidad de funciones de membresía anteriormente descritas. Es importante mencionar que aunque el modelo se dimensionó para un matriz de 5x5, existe la posibilidad de definir una mayor cantidad de funciones de membresía y así incrementar la matriz, sin embargo, por el uso de los recursos computacionales y al observar respuestas en potencia similares en comparación con matrices de menor dimensión, se optó por continuar con 5 filas (error) y 5

(cambio del error) columnas, para un total de 25 posibles respuestas del sistema ante cambios de Irradiancia y temperatura (tensión y potencia).

MATRIZ DE REGLAS		ce(k)				
		Neg_gran	Neg_peq	Cero	Pos_peq	Pos_gran
e(k)	Neg_gran	Cero	Muy_alto	Alto	Muy_bajo	Muy_bajo
	Neg_peq	Cero	Cero	Cero	Bajo	Muy_bajo
	Cero	Alto	Cero	Cero	Bajo	Muy_bajo
	Pos_peq	Alto	Cero	Cero	Cero	Cero
	Pos_gran	Muy_alto	Muy_alto	Muy_alto	Cero	Cero

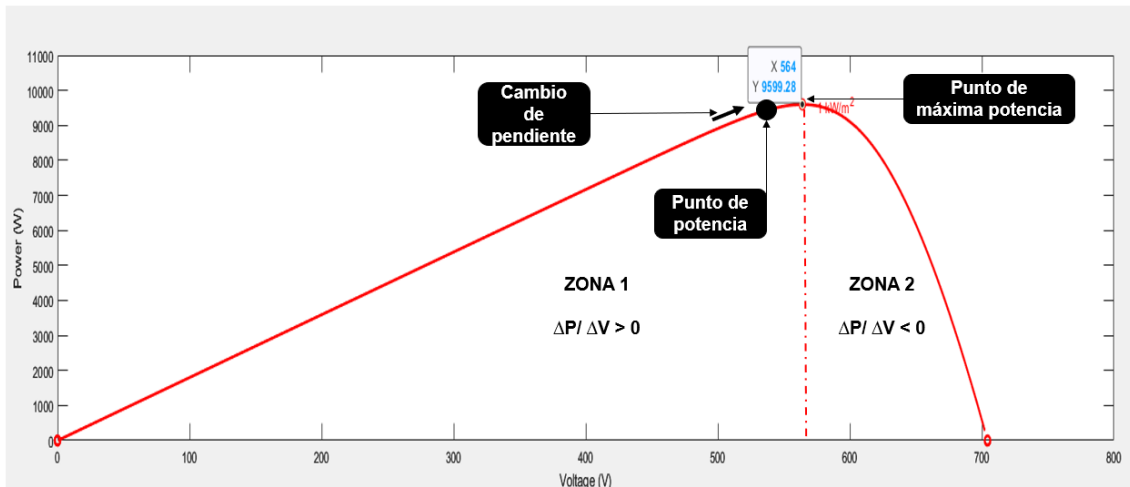
**Ilustración 55** Matriz de reglas para control MPPT por lógica difusa.

Las reglas descritas en la matriz presentada en la ilustración 55, son obtenidas evaluando el comportamiento del punto de potencia en la curva de potencia vs tensión. Sin embargo, es necesario tener en cuenta que para la condición en la cual la primera entrada " $e(k)$ " obtiene un valor descrito en el rango "Neg\_gran" y el cambio de respuesta, que en este caso corresponde a la segunda entrada " $ce(k)$ " obtiene un valor igual, es decir "Neg\_gran", se podrían presentar errores en de división entre valores muy pequeños y llegar a dividir por cero, por tal motivo, se opta por dejar un "Cero" como respuesta ante este cambio de entradas.

Vale la pena aclarar que las reglas diseñadas para el controlador por lógica difusa, pueden llegar a tomar diferentes valores de acuerdo a los criterios dados por el diseñador y también, para llegar a la matriz de reglas final, fueron necesarias varias pruebas de simulación y modificación de cada regla debido a que el control por lógica difusa se da por medio de la interpretación de variables cuantitativas en variables cualitativas.

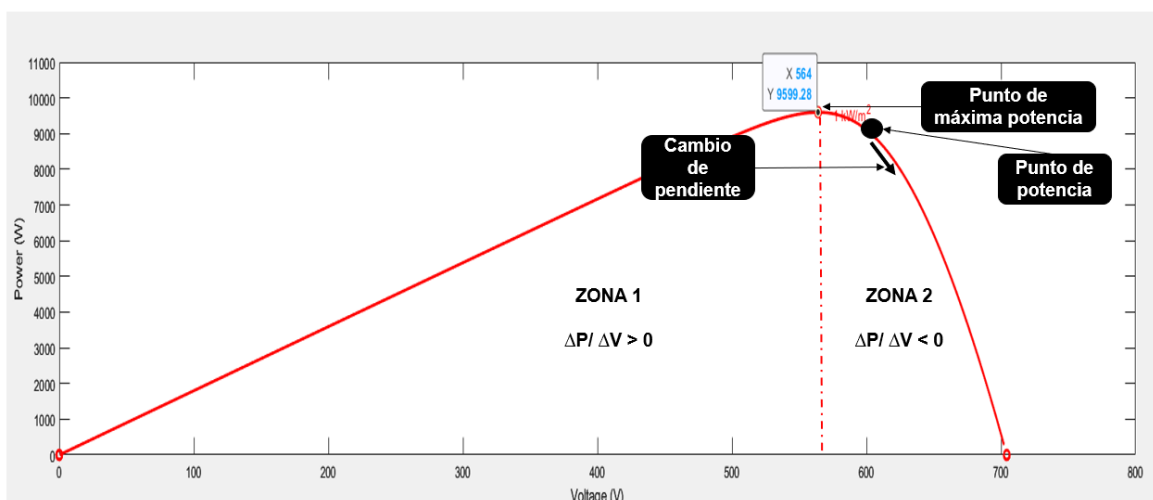
Por ejemplo, para la condición de la entrada 1 igual a "Pos\_peq" (Valor para rango definido como positivo pequeño) y la condición de la entrada 2 igual a "Neg\_peq" (Valor para rango definido como negativo pequeño), el comportamiento analizado y evaluado indica que el punto de potencia encuentra ubicado a la izquierda del punto de máxima potencia debido a que la entrada 1 tiene un valor positivo y pertenece a la zona descrita como "Zona 1" donde la pendiente de la gráfica es positiva. Posteriormente, se evalúa el cambio de pendiente, el cual corresponde a la entrada 2 y debido a que muestra un cambio negativo pequeño, el cambio de pendiente debe tener un valor reducido con orientación hacia el punto de máxima potencia desde la izquierda. Con base en lo anteriormente descrito, no se debería aplicar cambio hacia la salida ya que estando tan cerca del punto de máxima potencia podría pasar hacia el lado

derecho, es decir la zona 2. El análisis para esta condición se presenta en la ilustración 56.



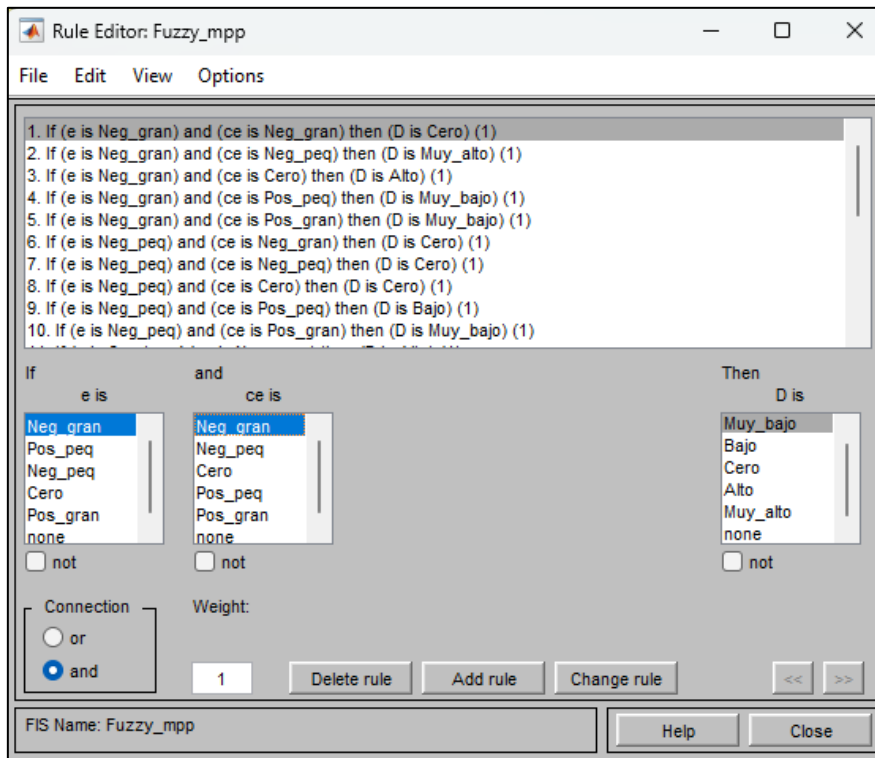
**Ilustración 56** Gráfica de potencia vs tiempo para arreglo solar fotovoltaico perteneciente al inversor 1 evaluando la condición para entrada 1 = Pos\_peq y entrada 2 = Neg\_peq para el controlador por lógica difusa.

Para la condición de la entrada 1 igual a “Neg\_peq” y la condición de la entrada 2 igual a “Pos\_gran”, comportamiento evaluado indica que el punto de potencia se encuentra en la zona 2, zona en la cual la pendiente es negativa, y adicionalmente es una pendiente con un valor pequeño, por tal motivo se encuentra muy cercana al punto de máxima potencia, sin embargo, la segunda entrada, indica que se está alejando del punto de máxima potencia hacia la derecha por lo que se debe reducir el ciclo de trabajo con la finalidad de orientar el punto de potencia hacia la izquierda, por lo que la respuesta final corresponde a un valor muy bajo. Este análisis se puede verificar en la ilustración 57.



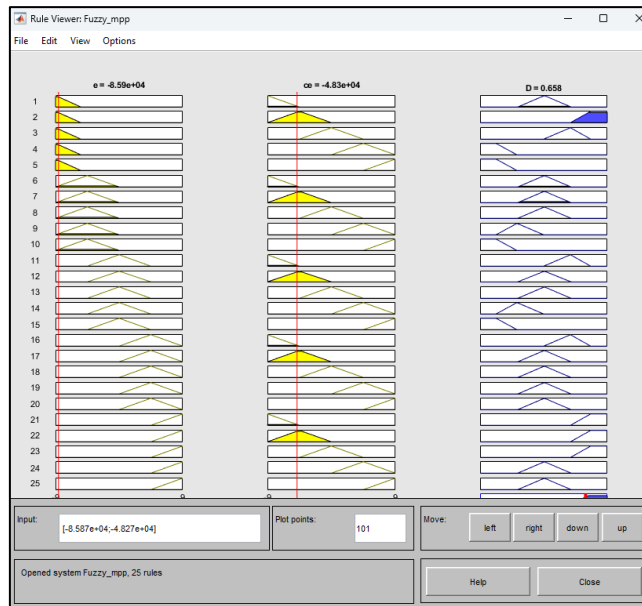
**Ilustración 57** Gráfica de potencia vs tiempo para arreglo solar fotovoltaico perteneciente al inversor 1 evaluando la condición para entrada 1 = Neg\_peq y entrada 2 = Pos\_gran para el controlador por lógica difusa.

Las reglas fueron debidamente ingresadas en el menú "Rule editor", según como se muestra en la ilustración 58.



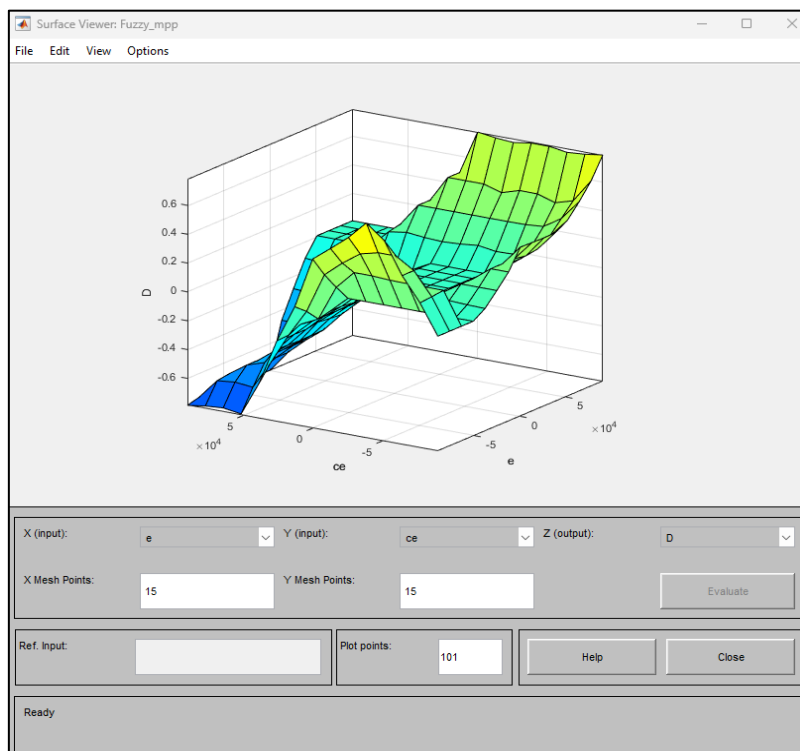
**Ilustración 58** Menú "Rule editor" o editor de reglas para lógica difusa dentro del programa "Fuzzy Logic Designer".

Es así como, el diseñador de lógica difusa permite a su vez evaluar el comportamiento previo del controlador mediante la herramienta de diseño "Rule Viewer" o dicho en otras palabras "Visor de reglas", el cual se presenta mediante la ilustración 59.



**Ilustración 59** Menú "Rule Viewer" o visor de reglas para lógica difusa dentro del programa "Fuzzy Logic Designer".

Para complementar las herramientas que ofrece el diseñador de lógica difusa en Simulink, el programa permite visualizar en 3D todas las reglas y sus posibles combinaciones mediante el visor de superficie (Surface Viewer), el cual se presenta mediante la ilustración 60.



**Ilustración 60** Herramienta de visualización 3D de la Matriz de Reglas para lógica difusa dentro del programa "Fuzzy Logic Designer".

En la gráfica 3D que visualiza en la ilustración 60, se pueden identificar los 3 ejes coordenados, los cuales figuran como la entrada número 1 para el eje X, la cual se identifica con el nombre “e”, la entrada número 2 para el eje Y que se identifica con el nombre “ce” y finalmente para el eje Z, la salida que se identifica con el nombre “D”. La escala de colores, muestra el comportamiento de la salida, un color oscuro refleja los resultados bajos y un color claro refleja los resultados más altos.

## **4. Resultados y contribución**

En este capítulo se presentan los resultados de acuerdo al orden de la metodología descrita anteriormente. Compuesto de resultados bajo el método de control por conductancia incremental, seguido de los resultados obtenidos para el método por lógica difusa.

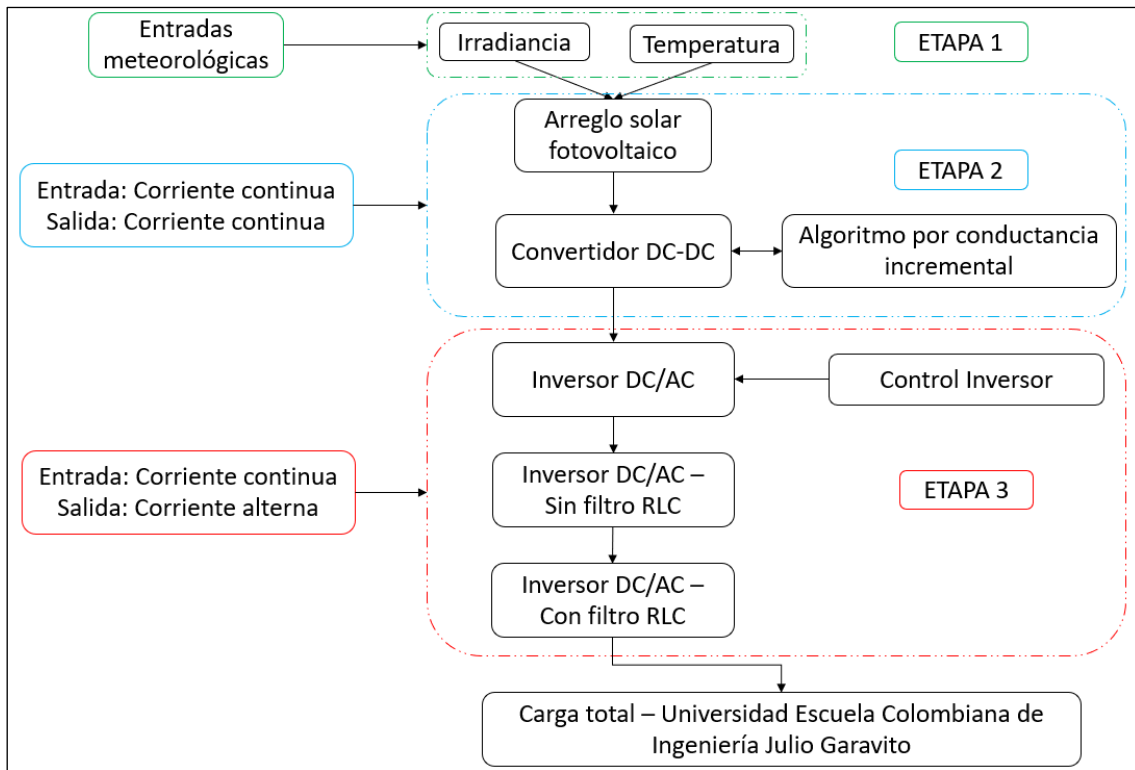
De esta manera, los criterios que se definen para el análisis de resultados son:

- A. Potencia máxima
- B. Potencia mínima
- C. Potencia nominal
- D. Fluctuaciones de potencia
- E. Tiempo de estabilidad

De acuerdo a los valores arrojados por cada uno de los algoritmos de control. La respectiva validación se dará por medio de las gráficas de potencia vs tiempo brindadas por el software Simulink debido a que representan el comportamiento principal del sistema a estudiar.

### **4.1 Resultados del modelamiento por conductancia incremental**

El modelamiento por conductancia incremental permitió al sistema obtener una potencia en la salida mediante la entrada de dos parámetros importantes, en este caso, la irradiancia y temperatura. El modelo se dividió en tres etapas, las cuales se describen en la ilustración 61.

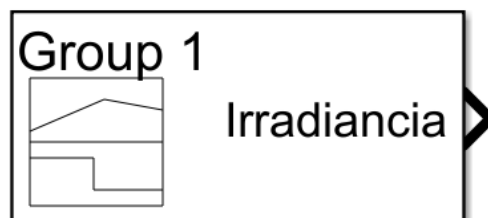


**Ilustración 61** Mapa conceptual - Desarrollo del método por conductancia incremental.

El modelo se dividió en las etapas anteriormente debido a que facilita la interpretación de los resultados según la salida, ya sea en corriente continua o corriente alterna.

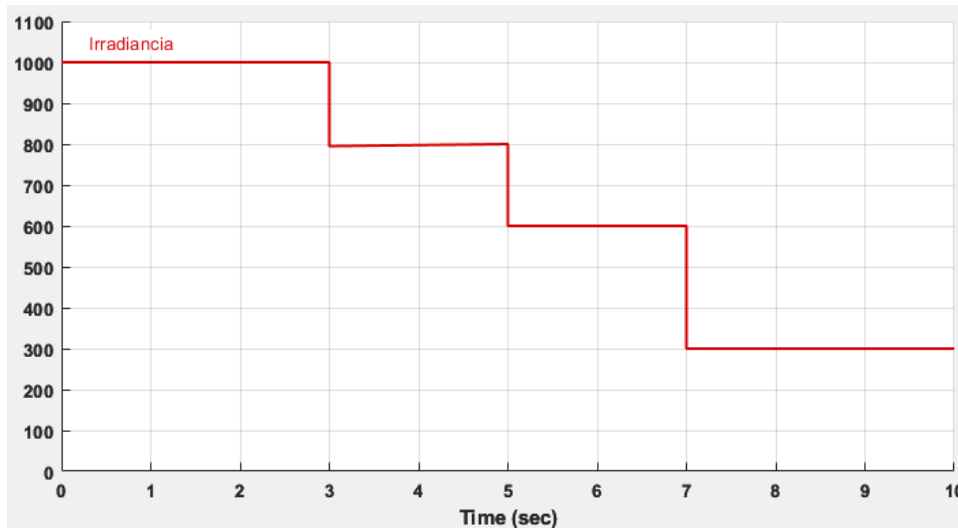
### I. Etapa 1

Para la correcta obtención de potencia a la salida del sistema, se parametriza la entrada de los datos de irradiancia y temperatura mediante el bloque "Signal Builder (ver ilustración 62), el cual permite ingresar una función a pasos, determinada por valores en el eje Y, en este caso correspondería a la irradiancia y en el eje X el tiempo como variable.



**Ilustración 62** Bloque "Signal\_Builder" en Simulink

Se configura el generador de señales para una función a pasos, decrementando su valor según la ilustración 63. La irradiancia iniciaría con un valor de 1000 W/m<sup>2</sup> en un tiempo comprendido entre 0 y 3 segundos, posteriormente su valor se reduce a 800 W/m<sup>2</sup> en un tiempo comprendido entre 3 y 5 segundos y así sucesivamente.



**Ilustración 63** Función de entrada de irradiancia para los arreglos solares fotovoltaicos pertenecientes a los MPPT 1 y 2 de los inversores 1, 2, 3 y 4.

## II. Etapa 2

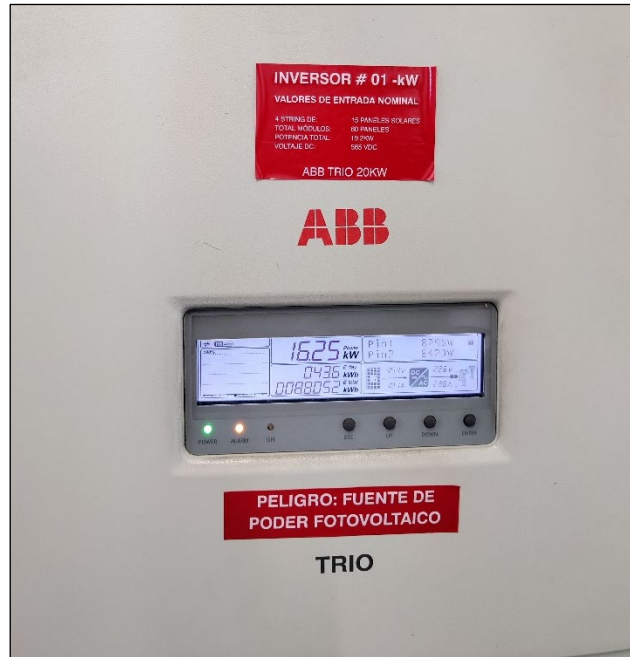
Para la obtención de los resultados en esta etapa, se dividirá a su vez en 2 categorías (Tensión AC y DC para algoritmo por conductancia incremental):

- A. Potencia a la salida del arreglo solar fotovoltaico – Inversor 1.
- B. Potencia a la salida de la carga convertidor DC-DC – Inversor 1.
- C. Potencia a la salida del arreglo solar fotovoltaico – Inversor 2.
- D. Potencia a la salida de la carga convertidor DC-DC – Inversor 2.
- E. Potencia a la salida del arreglo solar fotovoltaico – Inversor 4.
- F. Potencia a la salida de la carga convertidor DC-DC – Inversor 4.

Esto con la finalidad de evaluar el comportamiento de la potencia frente a la carga. La cantidad total de arreglos solares fotovoltaicos corresponden a 8 debido a que la Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito cuenta con 4 inversores, los que a su vez cuentan con 2 MPPT por cada inversor.

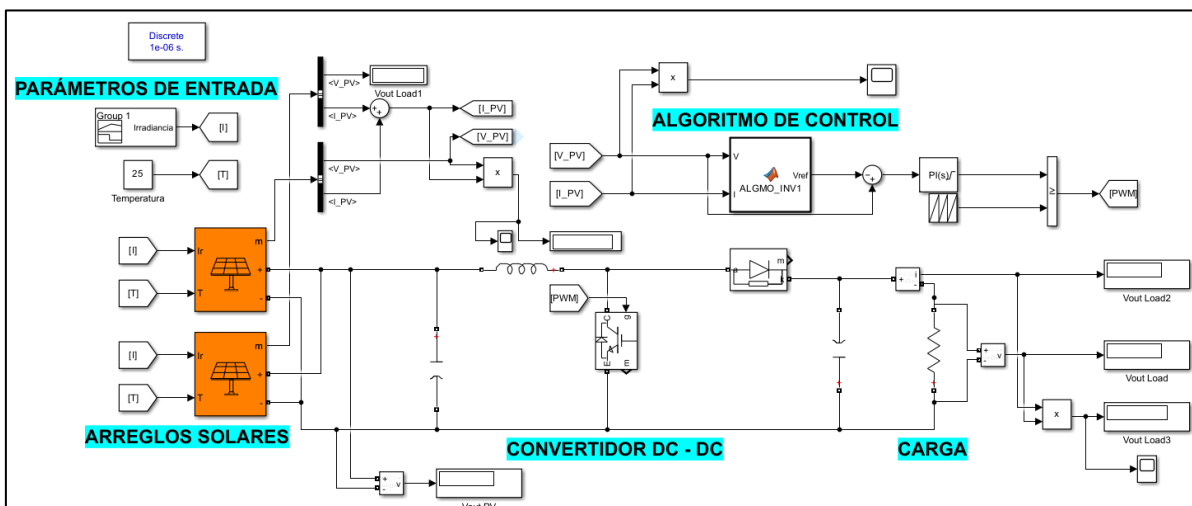
### A. Potencia a la salida del arreglo solar fotovoltaico – Inversor 1.





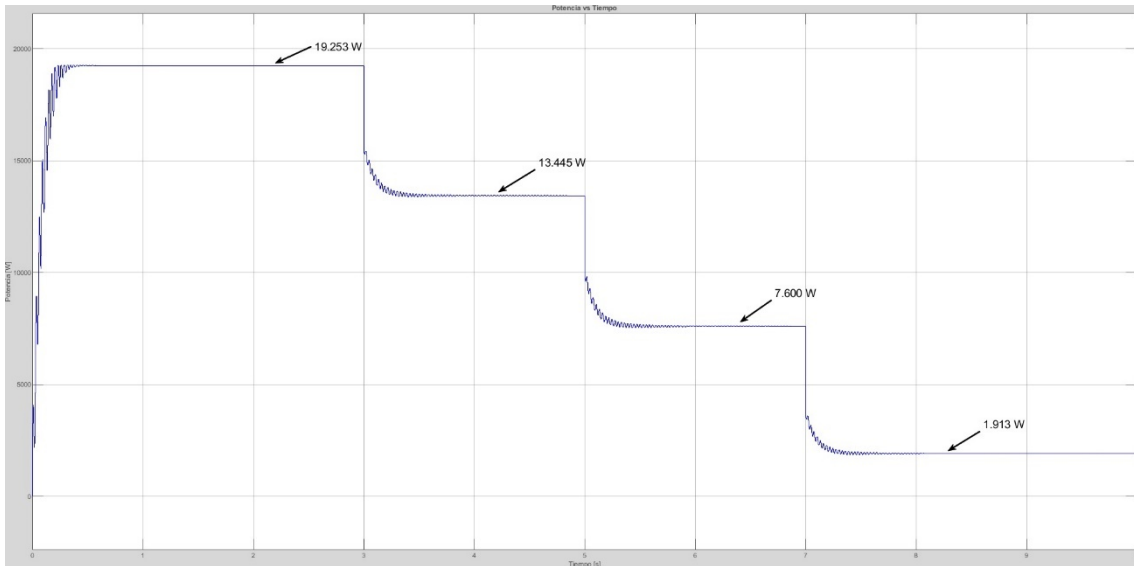
**Ilustración 64** Inversor #1 - Instalación Solar Fotovoltaica Edificio Alejandro Sandino - Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito

Para el inversor número 1, se utilizaron 4 “STRINGS” de 15 paneles solares, para un total de 60 paneles, con una potencia total de 19.200 W. En la ilustración 65, se muestra la configuración utilizada para simular el comportamiento del primer inversor en su etapa 2, solamente con respuesta de potencia debido a corriente y tensión continua.



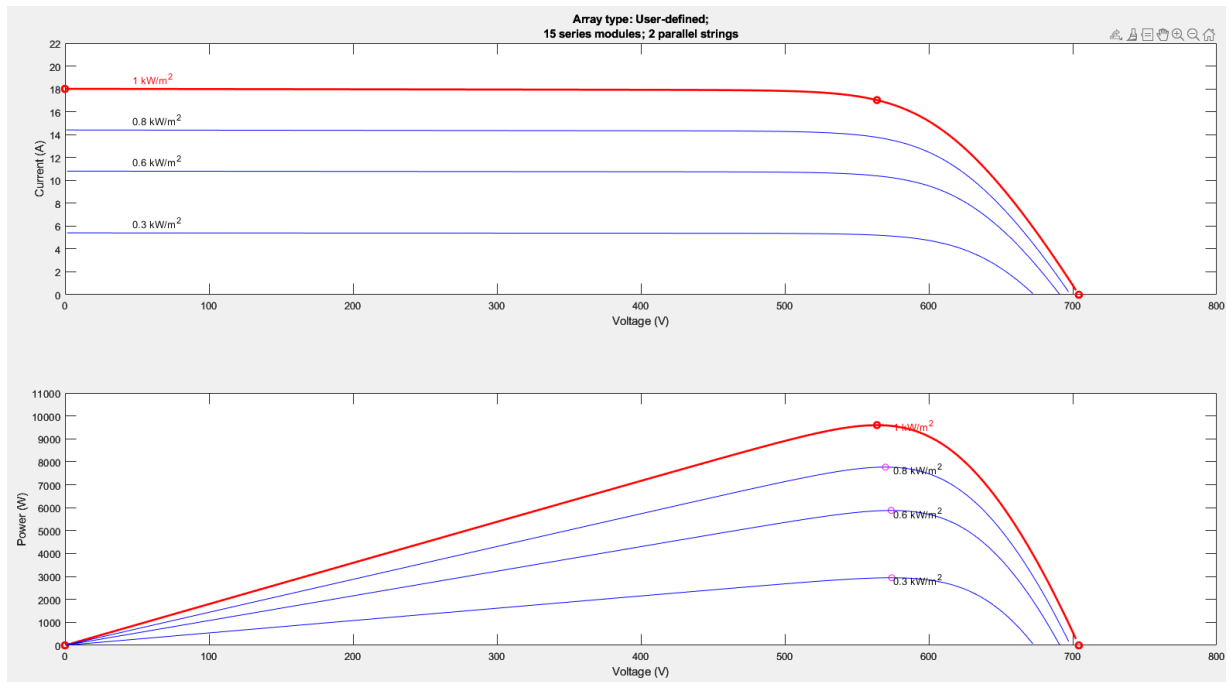
**Ilustración 65** Modelo de simulación expandido para convertidor DC-DC perteniente al inversor número 1.

La respuesta obtenida en potencia antes de la carga, es decir exclusivamente dada por los paneles solares corresponde a la mostrada en la ilustración 66 (debido al tamaño de estas gráficas, serán incluidas al final de este trabajo de grado como anexo en posición horizontal para facilitar al lector los respectivos valores obtenidos)



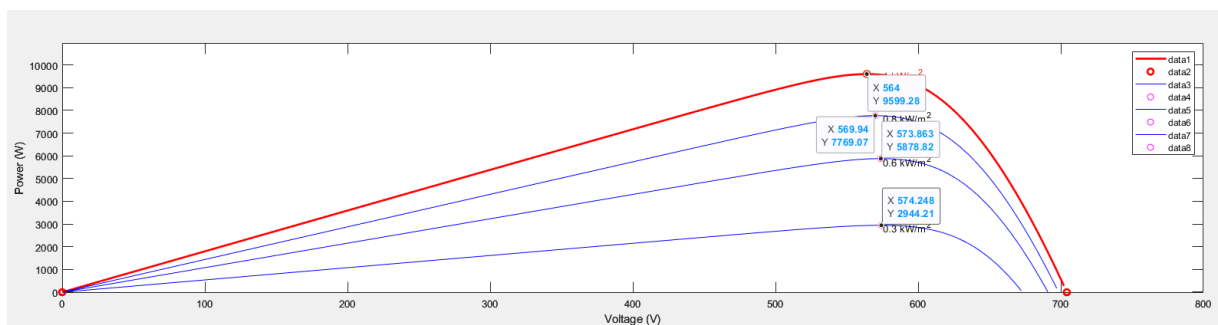
**Ilustración 66** Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC para el inversor número 1 antes de la carga

En la ilustración 66 es fácil dilucidar el seguimiento que tiene el algoritmo de control por conductancia incremental, llegando al punto de máxima potencia para cada uno de los cambios en irradiancia planteados en un inicio. El bloque de parámetros de configuración para los paneles solares, ofrece una herramienta para graficar la curva de Corriente (amperios) vs Voltaje (voltios) y Potencia (vatios) vs Voltaje (voltios) según las diferentes condiciones de irradiancia, para la cual se gráfica las curvas anteriormente mencionadas para los valores de irradiancia: 1000, 800, 600 y 300 W/m<sup>2</sup> respectivamente, esto con la finalidad de verificar el punto de máxima potencia. Las gráficas mencionadas se pueden visualizar en la ilustración 67.



**Ilustración 67** Gráficas de Corriente [A] vs Voltaje [V] y Potencia [W] vs Voltaje [V] generadas por el software Simulink para diferentes irradiancias bajo la temperatura de los paneles solares correspondientes al MPPT 1 del Inversor 1, con temperatura establecida en 25 °C.

Sin embargo, el interés de este trabajo de grado va enfocado hacia el punto de máxima potencia y este, es claramente visible en la gráfica de potencia vs voltaje. Por tal motivo, se extrae exclusivamente esta gráfica y se dejan seleccionados los valores máximos de potencia para cada una de las irradiancias seleccionadas, los valores se presentan en la ilustración 68.



**Ilustración 68** Gráfica de Potencia [W] vs Voltaje [V] para 2 "Strings" (para un total de 4) perteneciente al arreglo solar fotovoltaico del inversor número 1.

Siendo así, los valores presentados en la ilustración 68, muestran el comportamiento para 2 grupos de paneles solares conectados en serie. Por lo tanto, para los otros 2 grupos de paneles solares, los valores de la gráfica son idénticos, obteniendo la potencia máxima presentada en la tabla 11.

**Tabla 11** Potencia teórica generada por los paneles solares correspondientes al arreglo solar fotovoltaico perteneciente al Inversor número 1, dadas por diferentes irradiancias teóricas.

Irradiancia teórica [W/m <sup>2</sup> ]	Potencia teórica [W]
1000	19198,56
800	15538,14
600	11757,64
300	5888,42

Comparando las potencias teóricas obtenidas con los valores de potencia obtenidos a salida de los paneles solares antes de la carga, existe un decrecimiento en la potencia máxima obtenida por debajo de los 800 W/m<sup>2</sup>. Este comportamiento del sistema tiene su explicación en uno de los factores más importantes desde el punto de vista eléctrico y es que un factor determinante para la potencia, se encuentra dado por la carga, la cual es la responsable de solicitarle al sistema la cantidad de corriente necesaria para su correcto funcionamiento. Y recordando que la potencia es el resultado de la multiplicación de la tensión o voltaje por la corriente, para una potencia constante y voltaje constante, la corriente disminuye a medida que aumenta la carga y aumenta a medida que disminuye la carga.

Teniendo en cuenta lo anteriormente descrito, el valor que se asigna a la carga para cada uno de los convertidores DC-DC, es configurada de acuerdo al valor óptimo de cada arreglo solar fotovoltaico. Sin embargo, y como se verá más adelante, al momento de pasar a la etapa 3, con el inversor DC/AC, las características del sistema pasarán a ser las condiciones descritas para el total de arreglos solares fotovoltaicos para alimentar exclusivamente una carga.

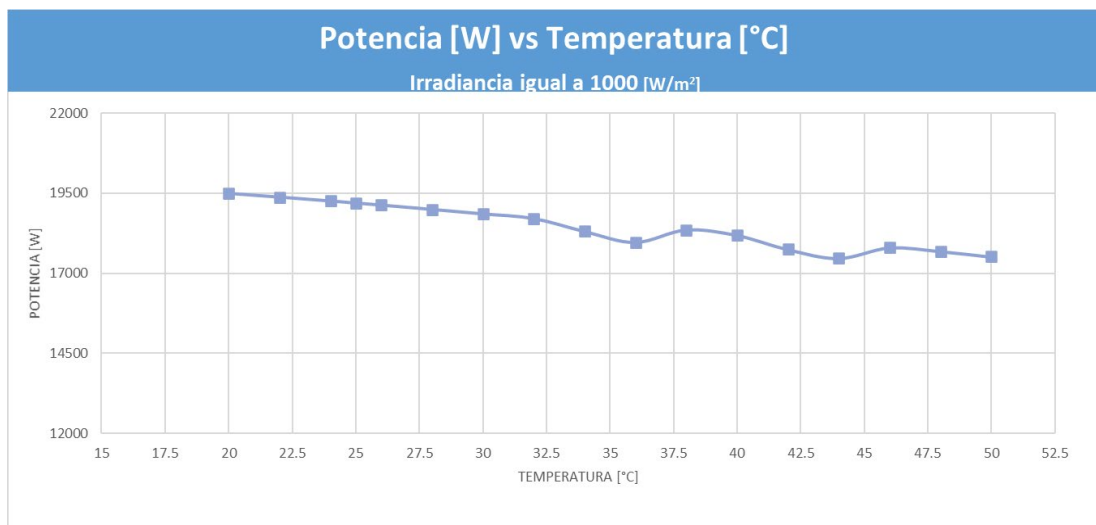
Para validar y corroborar el comportamiento anteriormente descrito, se examinó la salida en potencia con irradiancias fijas, temperaturas variables y cargas variables. Esta simulación se realizó con base en los valores dados en la tabla 12, donde se buscó, verificar la relación entre la potencia obtenida de acuerdo a la carga y variaciones en la temperatura del panel solar dejando los valores de irradiancia fija.

**Tabla 12** Datos de prueba para modelo de algoritmo por conductancia incremental con irradiancia y carga fija con temperatura variable.

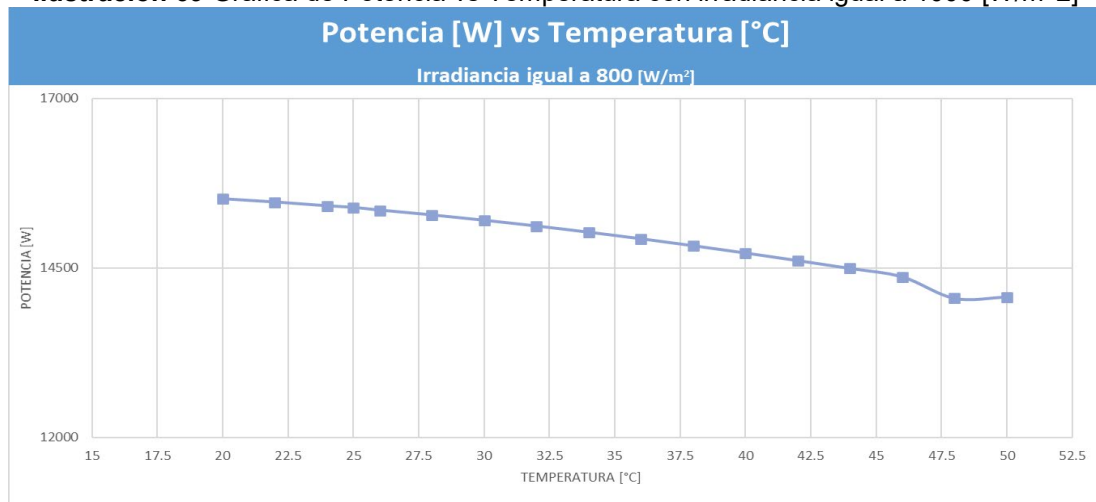
Irradiancia [W/m <sup>2</sup> ]	Temperatura [°C]	Carga [Ω]
1000	20...50	16.56

800	20...50	19.87
600	20...50	26.49

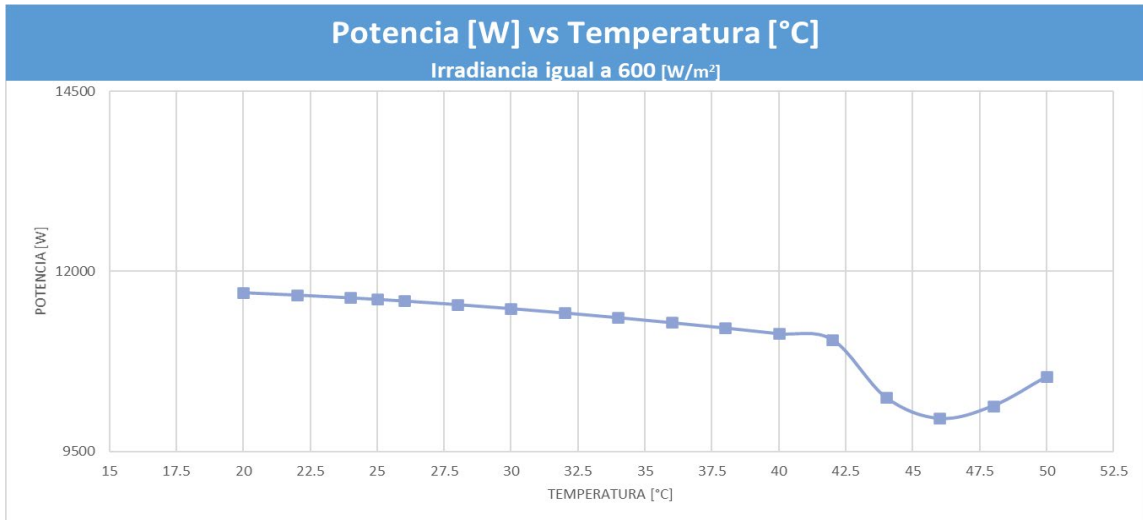
Mediante las simulaciones obtenidas, se obtuvieron las gráficas de las ilustraciones 69, 70 y 71. Como se puede visualizar, la potencia de salida en los paneles solares es muy cercana en las irradiancias mencionadas en la tabla 11 para 25 °C, por lo tanto, evaluando este comportamiento se valida que la carga juega un rol fundamental en cuanto a la potencia que se obtiene de la instalación eléctrica.



**Ilustración 69** Gráfica de Potencia vs Temperatura con irradiancia igual a 1000 [W/m<sup>2</sup>]



**Ilustración 70** Gráfica de Potencia vs Temperatura con irradiancia igual a 800 [W/m<sup>2</sup>]

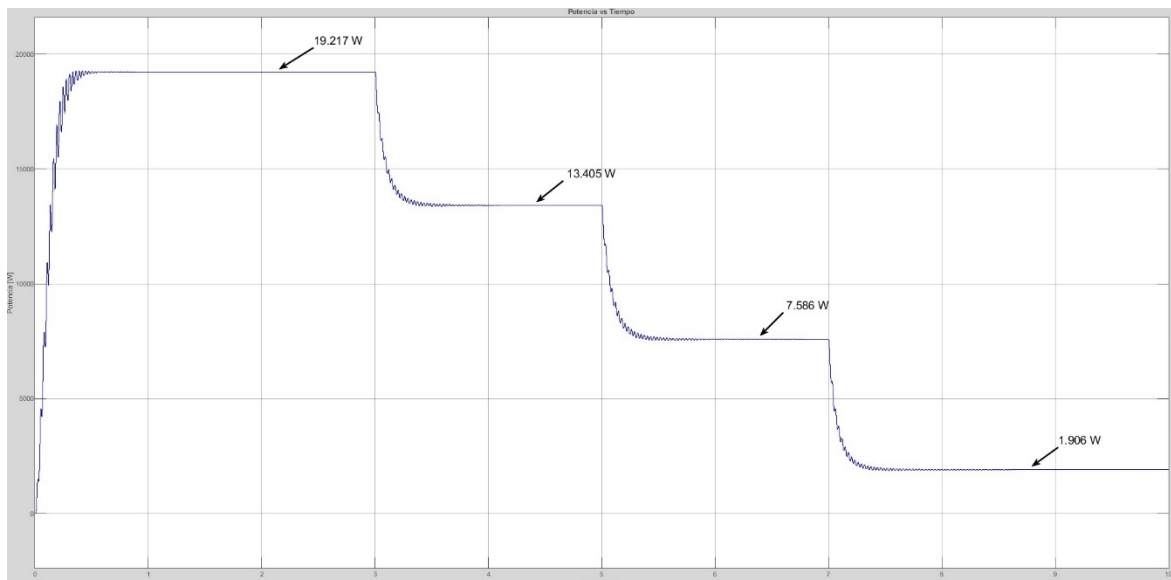


**Ilustración 71** Gráfica de Potencia vs Temperatura con irradiación igual a 600 [W/m<sup>2</sup>]

**B. Potencia a la salida de la carga en convertidor DC-DC – Inversor 1.**

Posteriormente, a la salida del convertidor DC-DC se encuentra la carga, la cual como se mencionó anteriormente, solicita una cantidad de corriente diferente según su valor en ohmios, por lo tanto y para casos de este trabajo de grado, la carga permanece constante para las diferentes irradiaciones.

La potencia obtenida en la carga se muestra en la ilustración 72, se puede observar que la potencia máxima obtenida es igual o muy cercana a la potencia generada por los paneles solares.



**Ilustración 72** Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC para el inversor número 1 después de la carga

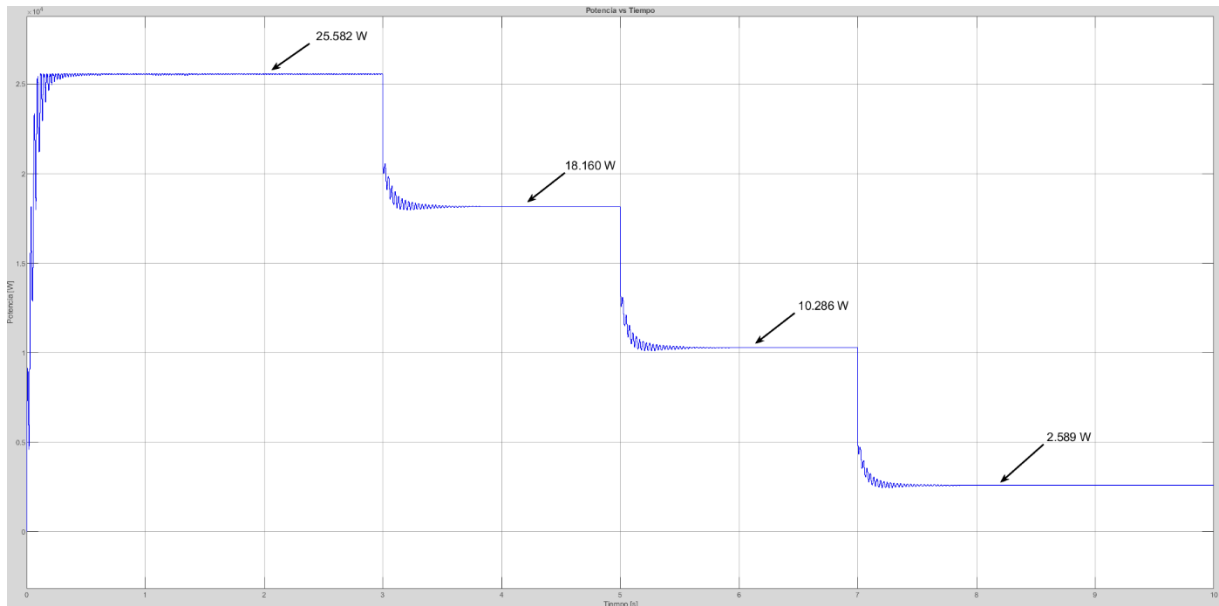
Ahora bien, una vez se concluyen las pruebas para el convertidor DC-DC del inversor #1, se deben realizar las respectivas configuraciones para los 3 inversores restantes.

### C. Potencia a la salida del arreglo solar fotovoltaico – Inversor 2.



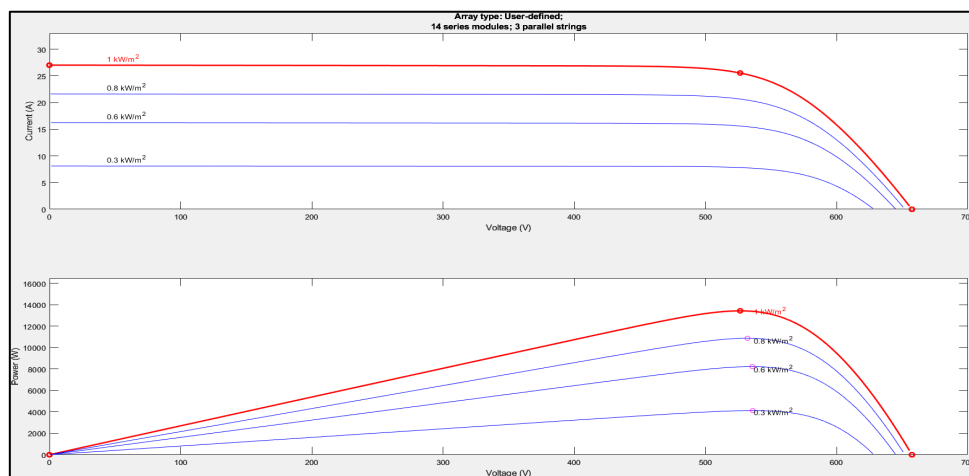
**Ilustración 73** Inversor #2 - Instalación Solar Fotovoltaica Edificio Alejandro Sandino - Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito

Para el inversor número 2, se utilizaron 6 “STRINGS”, 3 de 14 y 3 de 13 paneles respectivamente, para un total de 81 paneles, con una potencia total de 25.920 W. En la ilustración 74 se puede validar la potencia a salida de los paneles solares. Donde se observa que las fluctuaciones de potencia alrededor del punto máximo de potencia se incrementan a medida que se incrementa la irradiancia. De manera similar se comporta el convertidor DC-DC para el inversor número 3 debido a que tiene la cantidad exacta de paneles solares en serie y en paralelo. Por lo tanto, no se adjunta respuesta en potencia para el inversor número 3 en su convertidor DC-DC tanto a la entrada como en la salida de la carga DC.



**Ilustración 74** Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC para el inversor número 2 antes de la carga

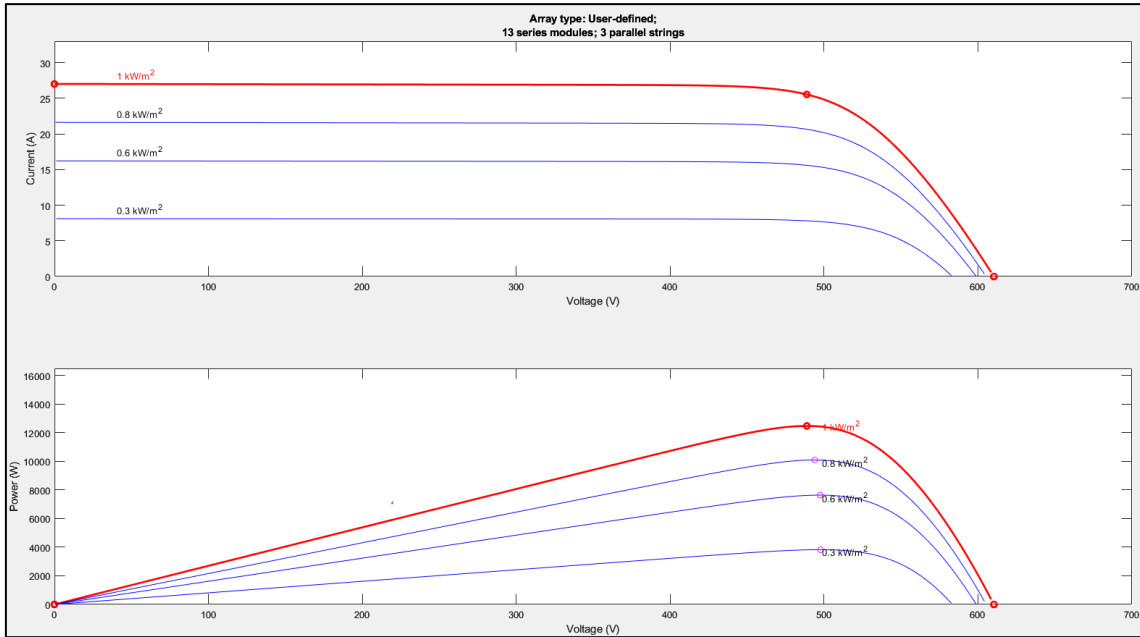
Las ilustraciones 75 y 76, muestran el comportamiento de corriente vs tensión y potencia vs tensión de los MPPTS pertenecientes al Inversor número 2.



**Ilustración 75** Gráficas de Corriente [A] vs Voltaje [V] y Potencia [W] vs Voltaje [V] generadas por el software Simulink para diferentes irradiancias bajo la temperatura de los paneles solares correspondientes al MPPT 1 del Inversor 2, con temperatura establecida en 25 °C.

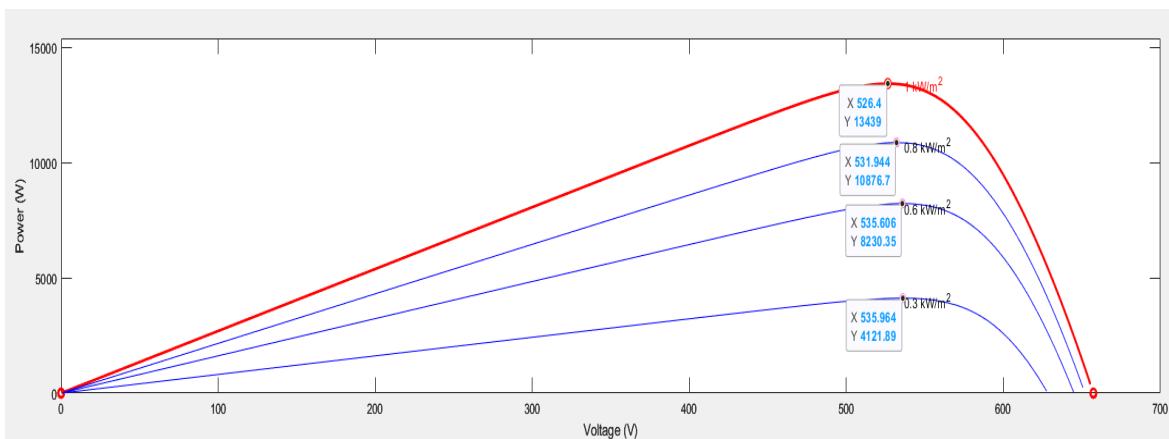
Como se puede notar, se adjuntan dos gráficas pertenecientes a cada MPPT ya que cada uno contiene valores diferentes en cuanto a los paneles solares ubicados en serie y paralelo, caso diferente a los paneles solares pertenecientes a los inversores 1 y 4, debido a que son conformados por parejas idénticas de paneles solares para conformar cada MPPT.



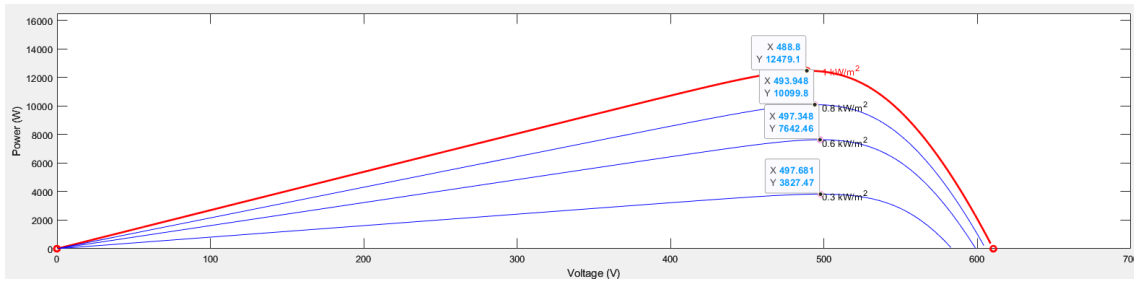


**Ilustración 76** Gráficas de Corriente [A] vs Voltaje [V] y Potencia [W] vs Voltaje [V] generadas por el software Simulink para diferentes irradiancias bajo la temperatura de los paneles solares correspondientes al MPPT 2 del Inversor 2, con temperatura establecida en 25 °C.

De manera similar, como se realizó para el inversor número 1, en las ilustraciones 77 y 78, es posible validar la potencia máxima que es capaz de proveer los arreglos solares configurados para el inversor número 2.



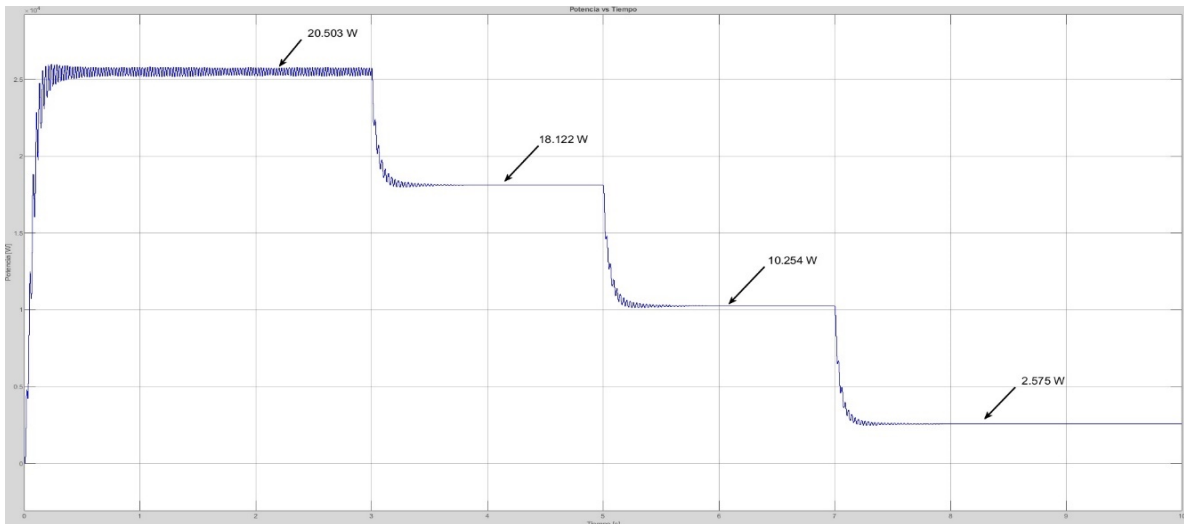
**Ilustración 77** Gráfica de Potencia [W] vs Voltaje [V] para 3 "Strings" de 14 paneles, perteneciente al arreglo solar fotovoltaico del inversor número 2, MPPT 1.



**Ilustración 78** Gráfica de Potencia [W] vs Voltaje [V] para 3 "Strings" de 13 paneles, perteneciente al arreglo solar fotovoltaico del inversor número 2, MPPT 2.

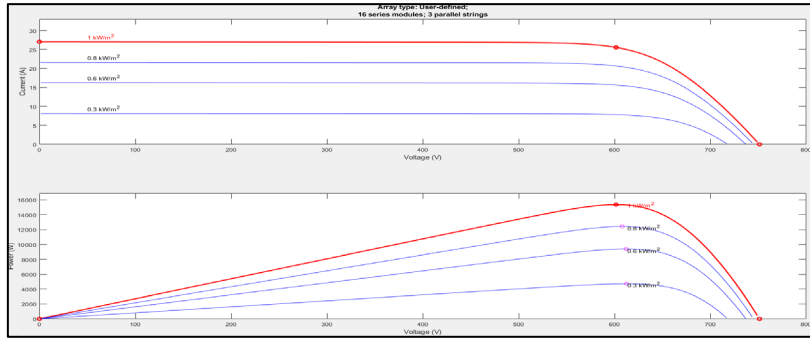
#### D. Potencia a la salida de la carga en convertidor DC-DC – Inversor 2.

En cuanto al comportamiento del convertidor DC-DC para el inversor 2 después de la carga, se simula su salida en potencia en la carga y es posible verificarla en la ilustración 79. Donde se observa mayores fluctuaciones (oscilaciones) de potencias cercanas al punto de máxima potencia debido a que éste análisis se realiza a la salida de la carga.



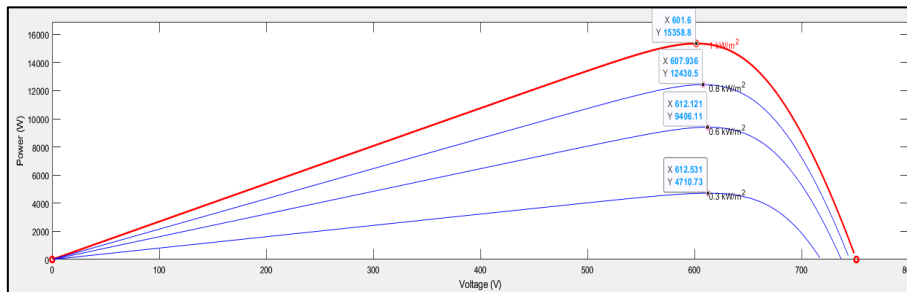
**Ilustración 79** Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC para el inversor número 2 después de la carga

Para el inversor número 4, se utilizaron 6 "STRINGS", 6 de 16 paneles solares, para un total de 96 paneles, con una potencia total de 30.720 W.



**Ilustración 80** Gráficas de Corriente [A] vs Voltaje [V] y Potencia [W] vs Voltaje [V] generadas por el software Simulink para diferentes irradiancias bajo la temperatura de los paneles solares correspondientes al MPPT 1 del Inversor 4, con temperatura establecida en 25 °C.

Mediante la ilustración 81, se corrobora la potencia máxima que es capaz de proveer el arreglo solar fotovoltaico del MPPT1 del inversor 4, el cual es idéntico al MPPT2 del mismo inversor.



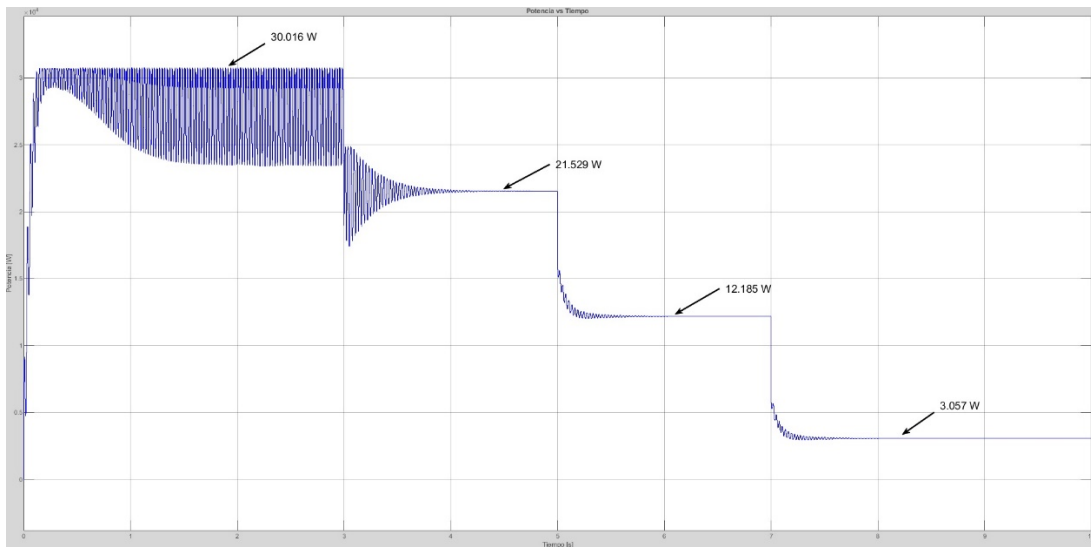
**Ilustración 81** Gráfica de Potencia [W] vs Voltaje [V] para 3 "Strings" (para un total de 6) perteneciente al arreglo solar fotovoltaico del inversor número 4.

### E. Potencia a la salida del arreglo solar fotovoltaico – Inversor 4.

Como se realizó anteriormente, mediante el programa de simulación en Simulink, se obtiene la potencia de salida en los paneles solares (antes de la carga), la cual se puede validar en la ilustración 82. En esta gráfica en particular se puede evidenciar un aumento considerable de fluctuaciones en potencia cercanas al punto de máxima potencia para una irradiancia de 1000 W/m<sup>2</sup>, este resultado se puede dar debido a que las condiciones del convertidor DC-DC fueron las mismas para cada uno de los convertidores DC-DC independiente de su capacidad máxima sin embargo, el estudio requiere que las condiciones del convertidor permanezcan iguales para todos debido a que el sistema posee las mismas características en la instalación real. Por otro lado, resultados de estudios similares donde comparan el algoritmo por conductancia incremental contra el método de perturbar y observar junto lógica difusa muestra que el algoritmo por conductancia incremental posee fluctuaciones cercanas al punto de máxima potencia como por ejemplo (Argyrou, Paul, & Soteris A., 2018) afirman:

Con respecto al algoritmo P&O, observamos que se alcanza la tensión, corriente y potencia correspondientes en todos los casos, y hay una oscilación hasta el próximo cambio de irradiancia. La oscilación es más obvia para el caso de la representación de voltaje. El método de

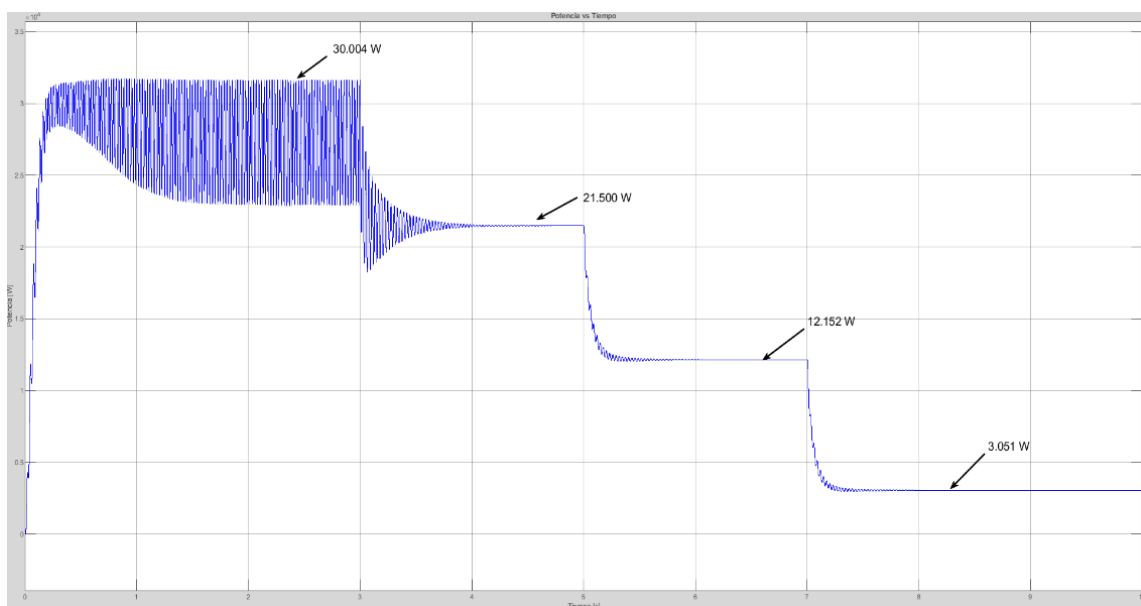
conductancia incremental tiene las mismas características y resultados que el método P&O. (p.4)



**Ilustración 82** Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC para el inversor número 4 antes de la carga

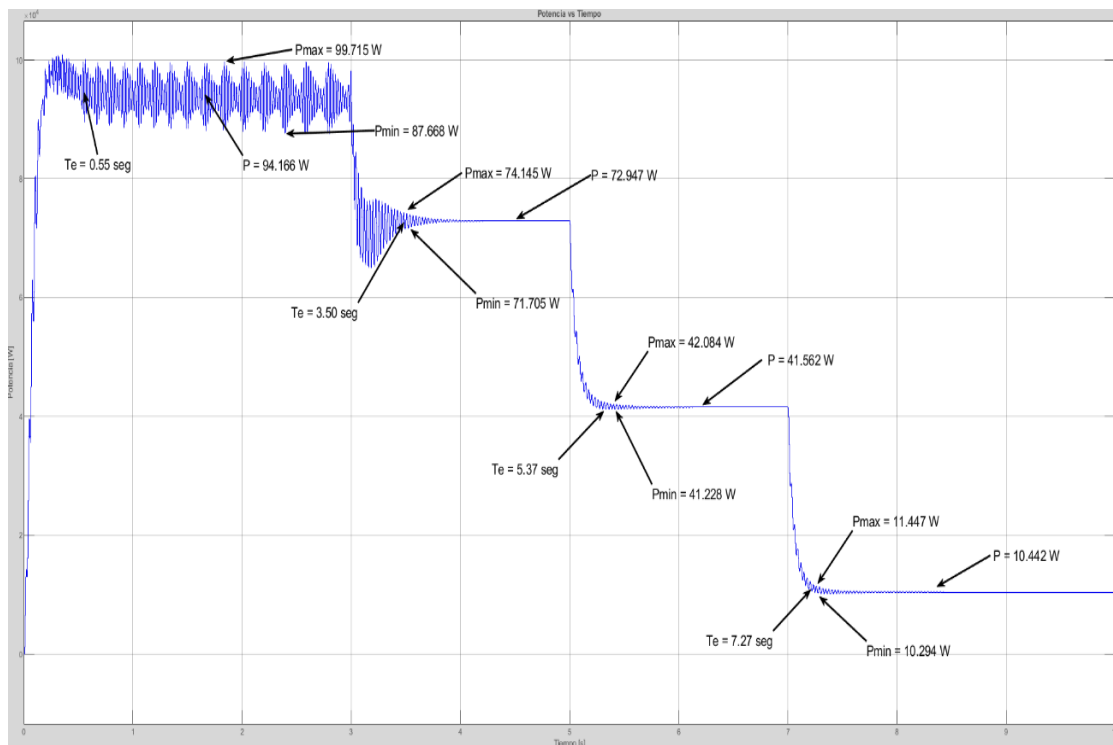
#### F. Potencia a la salida de la carga en convertidor DC-DC – Inversor 4.

En tal sentido, se realiza la respectiva simulación de salida en potencia con carga (ver ilustración 83). Validando que el diseño para el último inversor sufre de oscilaciones en altas irradiancias, sin embargo, se requiere dejar sin modificaciones considerables los parámetros del convertidor DC-DC, acercándose más hacia la realidad.



**Ilustración 83** Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC para el inversor número 4 después de la carga

Finalmente, para esta etapa de conversión DC, se integran la totalidad de convertidores DC-DC, verificando la potencia de salida máxima que es capaz de otorgar hacia la carga, obteniendo el resultado mostrado en la ilustración 84.



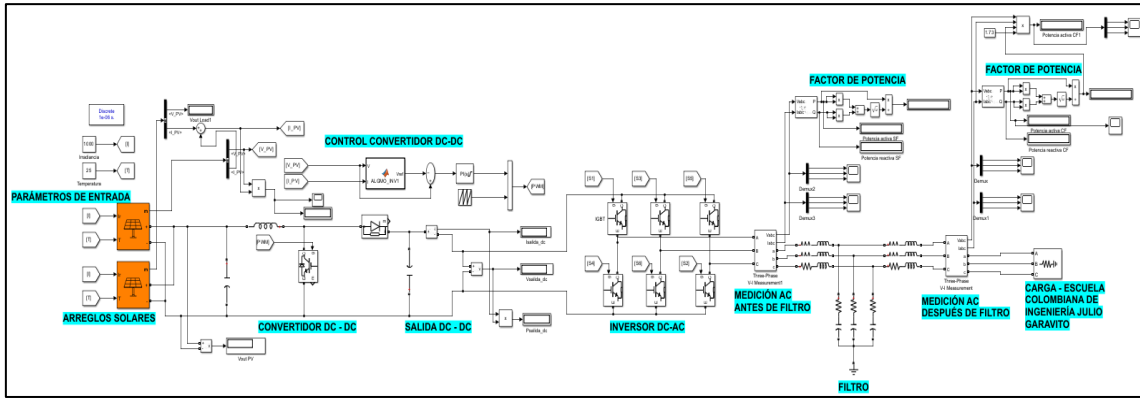
**Ilustración 84** Gráfica de Potencia vs Tiempo en los convertidores DC-DC (con control por conductancia incremental) pertenecientes a los 4 inversores de la instalación solar fotovoltaica ubicada en el techo del Edificio Alejandro Sandino.

Analizando el resultado obtenido en la ilustración 84 para 8 arreglos solares fotovoltaicos con una potencia máxima teórica de 101.76 kWp, se obtuvo una potencia en la salida de los 4 convertidores DC-DC de 93.311 kWp por medio del algoritmo por conductancia incremental.

### III. Etapa 3

En la etapa número 3, se realiza el paso de corriente DC a corriente AC por medio de un inversor de corriente continua a corriente alterna. Como se describió en la metodología de este trabajo de grado, el funcionamiento del inversor se basa en la generación de ondas sinusoidales por medio del bloque generador de ondas, en este caso con un nivel de tensión entre fases correspondiente a 380 voltios.

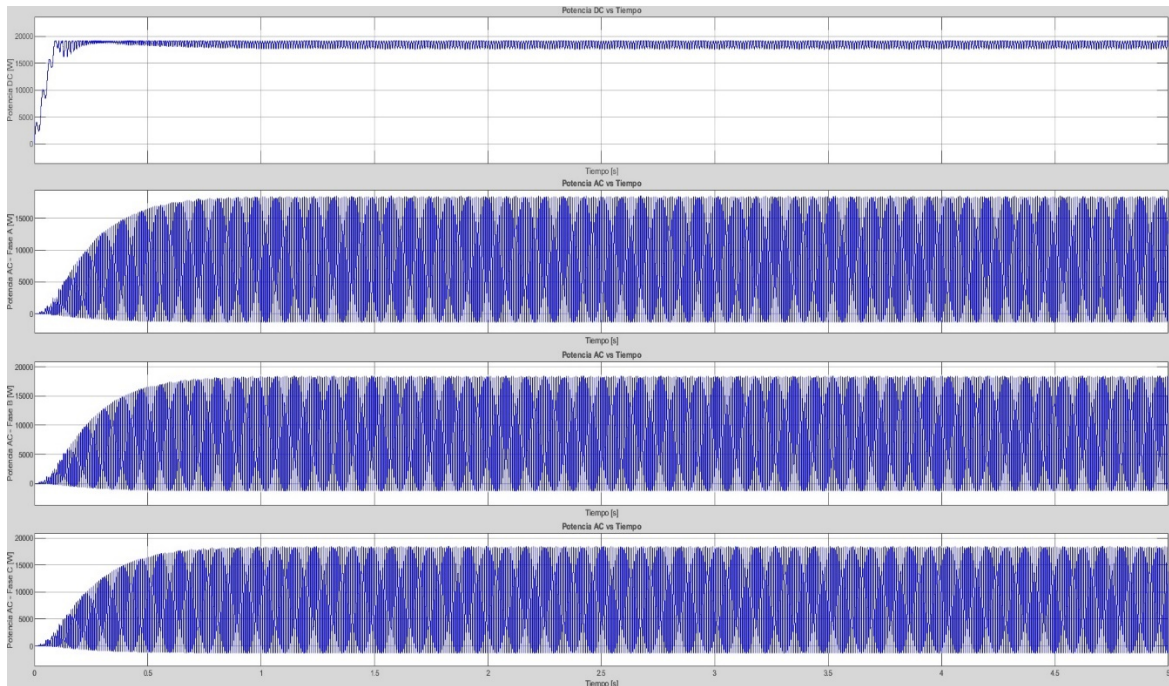
En tal sentido, tal cual como se realizaron las simulaciones de la etapa 2, se realizaron las simulaciones de la etapa 3, es decir, obteniendo el resultado de cada inversor individual hasta obtener la totalidad de los inversores conectados exclusivamente a una carga. En la ilustración 85, se expone el modelo final con el convertidor DC-DC junto a la etapa de conversión DC-AC.



**Ilustración 85** Modelo de simulación expandido para Inversor número 1 de la instalación solar fotovoltaica perteneciente a la Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito

En este modelo se evalúa principalmente el comportamiento de la potencia de la salida. Como se mencionó anteriormente, esta potencia de salida es en corriente alterna y adicionalmente es trifásica, tal cual como lo requiere el esquema de conexión presentado al inicio de este trabajo de grado.

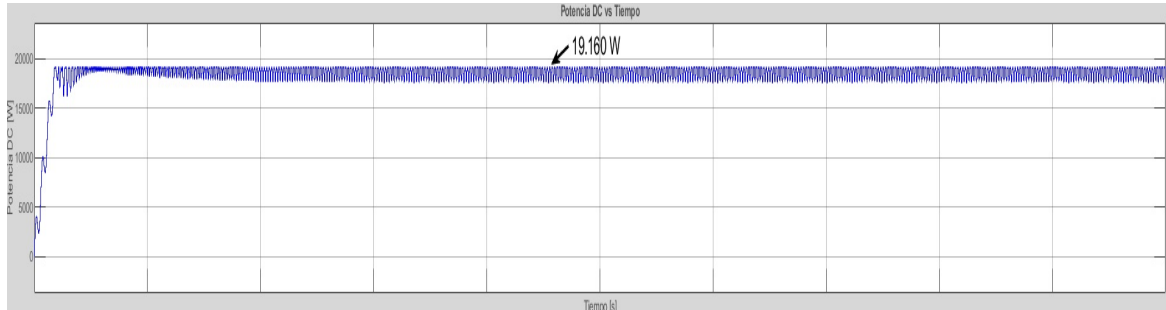
Siendo así, se realizaron pruebas bajo diferentes valores de irradiancias, los valores a probar corresponden a 1000, 800 y 600 W/m<sup>2</sup> con la temperatura constante en 25 °C, esto debido a que como se evidenció anteriormente, Simulink ofrece una gráfica preestablecida para los valores de irradiancia que se requieran siempre y cuando su temperatura sea igual a 25 °C, lo cual permite validar los datos obtenidos con los valores dados desde el programa.



**Ilustración 86** Gráfica de Potencia vs Tiempo en modelo de simulación para el Inversor número 1.

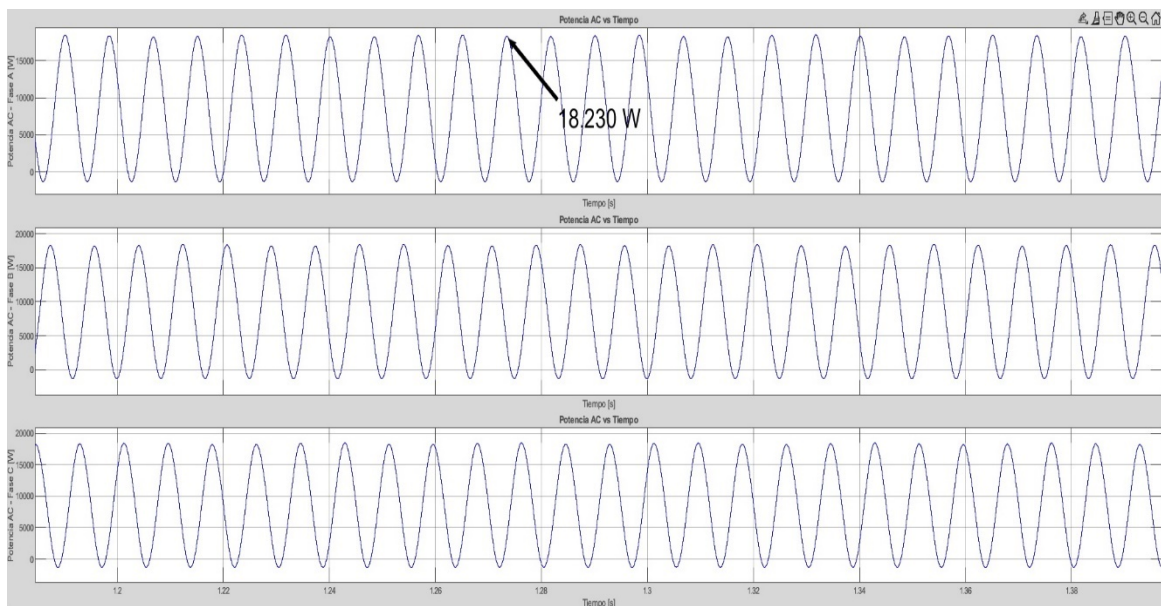
En la ilustración 86, se presenta de arriba hacia abajo:

1. Gráfica de potencia vs tiempo correspondiente a la potencia generada por los paneles solares, obteniendo un valor pico de 19.160 W, como se puede verificar en la ilustración 87.



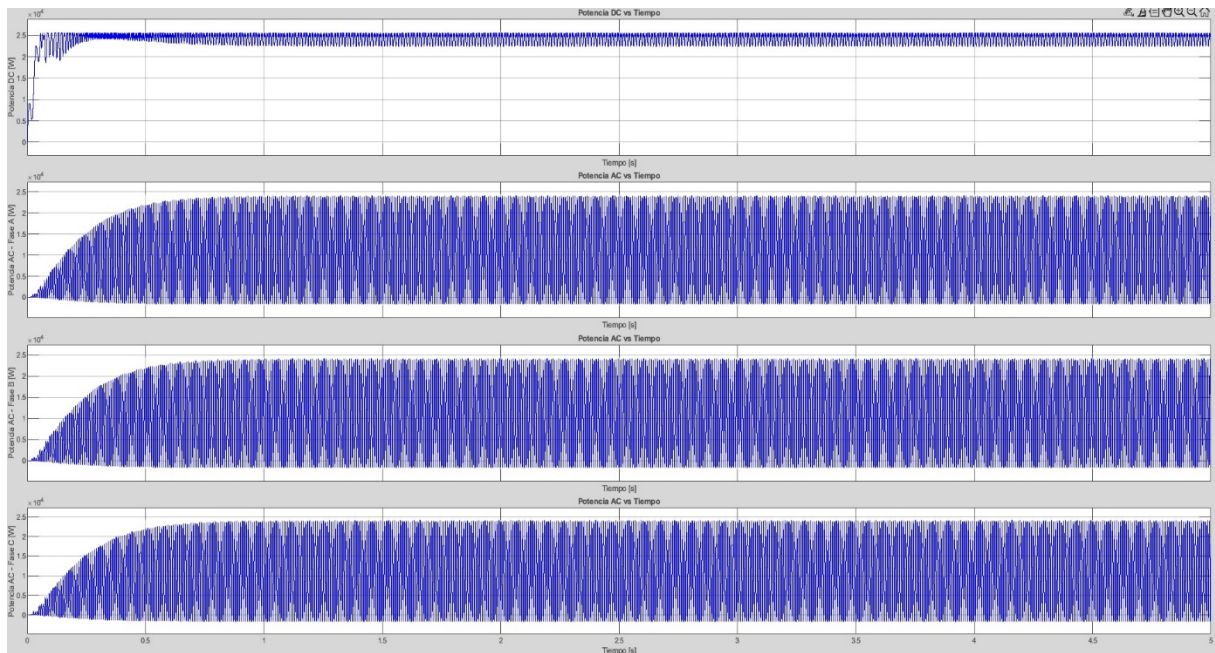
**Ilustración 87** Gráfica de Potencia vs Tiempo. Potencia DC generada por el arreglo solar fotovoltaico perteneciente al Inversor 1.

2. Gráficas de potencia vs tiempo correspondiente a la potencia de salida trifásica en las fases A, B y C, obteniendo un valor pico de 18.230 W, como se puede verificar en la ilustración 88.



**Ilustración 88** Gráfica de Potencia vs Tiempo. Potencia AC de salida perteneciente al Inversor 1.

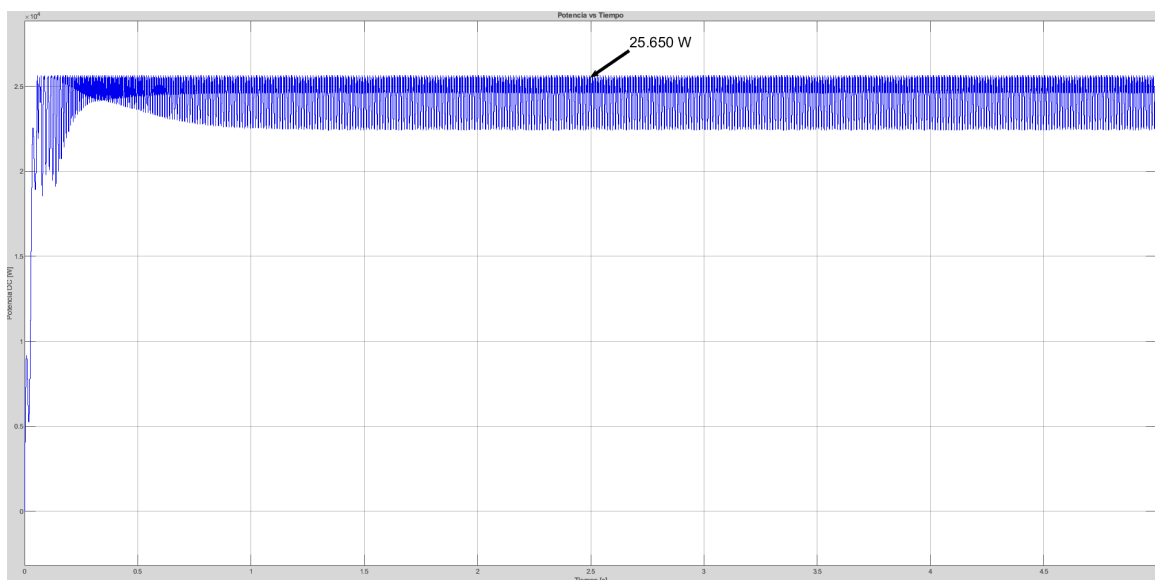
A la vez se realizaron simulaciones para cada uno de los 3 inversores restantes, obteniendo los resultados que a continuación se muestran. Para el inversor número 2, el cual tiene el mismo arreglo solar que el inversor número 3, se obtuvo la gráfica mostrada en la ilustración 89.



**Ilustración 89** Gráfica de Potencia vs Tiempo en modelo de simulación para el Inversor número 2.

En la ilustración 89, se presenta de arriba hacia abajo:

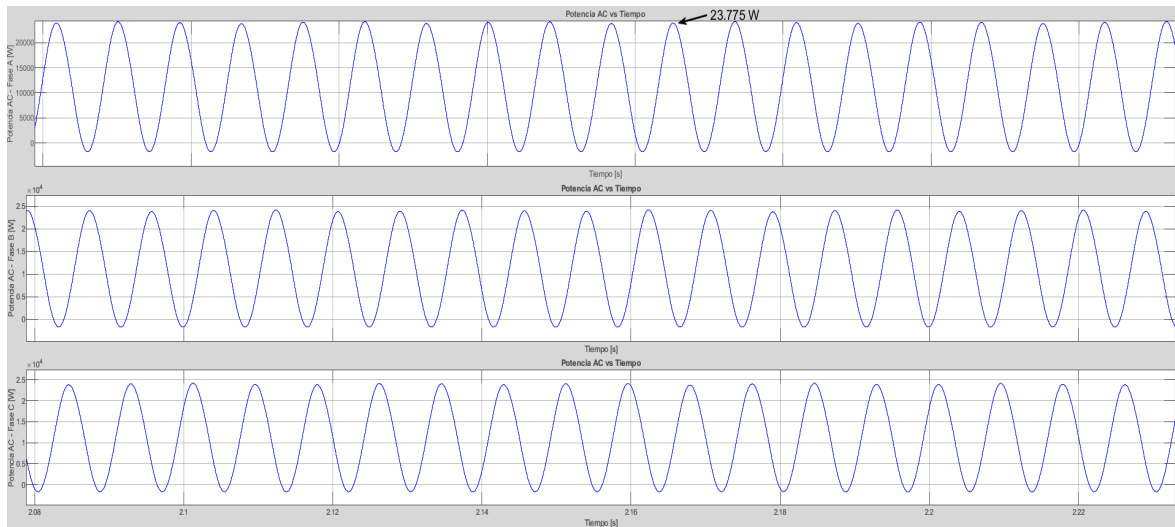
1. Gráfica de potencia vs tiempo correspondiente a la potencia generada por los paneles solares, obteniendo un valor pico de 25.480 W, como se puede verificar en la ilustración 90.



**Ilustración 90** Gráfica de Potencia vs Tiempo. Potencia DC generada por el arreglo solar fotovoltaico perteneciente al Inversor 2.

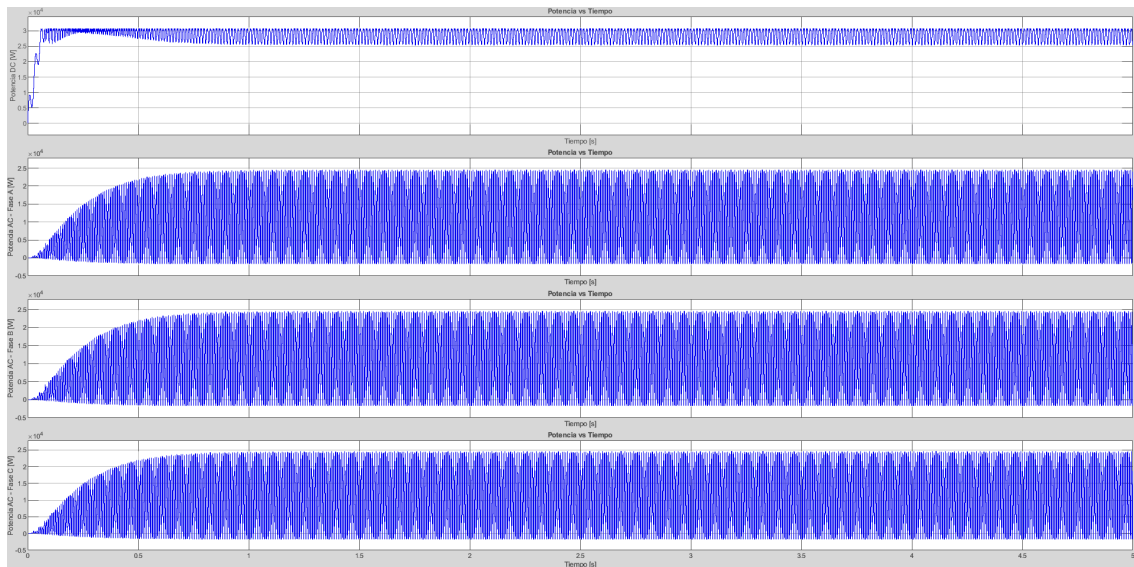


2. Gráficas de potencia vs tiempo correspondiente a la potencia de salida trifásica en las fases A, B y C, obteniendo un valor pico de 22.050 W, como se puede verificar en la ilustración 91.



**Ilustración 91** Gráfica de Potencia vs Tiempo. Potencia AC de salida perteneciente al Inversor 2.

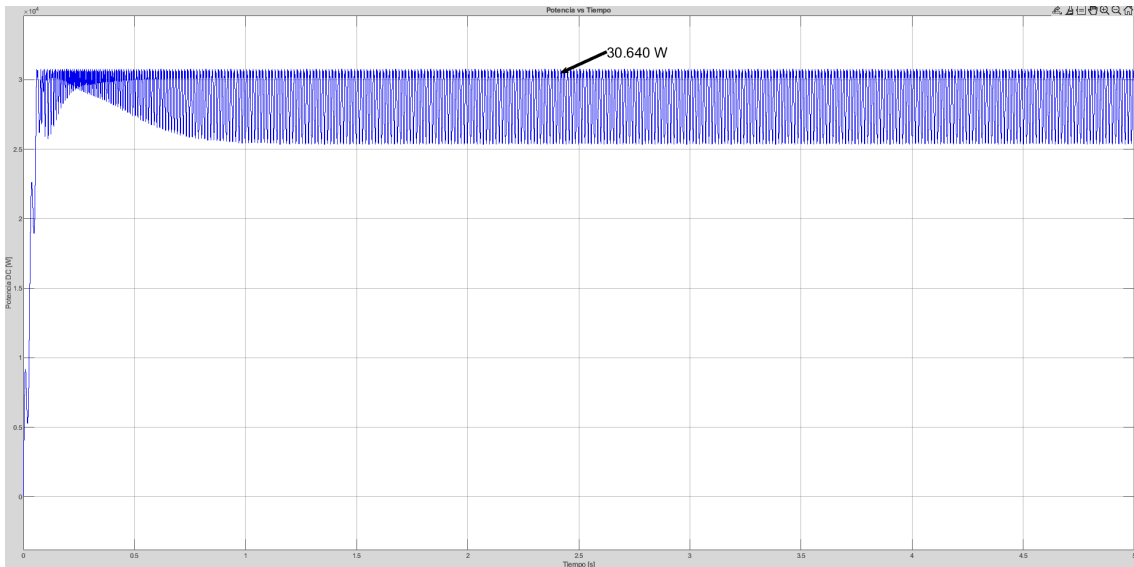
Para el inversor número 3 no se realizaron pruebas de simulación debido a que es totalmente igual al inversor número 2. Finalmente, para el inversor 4, el inversor con la mayor agrupación de paneles solares fotovoltaicos se obtuvieron los resultados mostrados mediante la ilustración 92.



**Ilustración 92** Gráfica de Potencia vs Tiempo en modelo de simulación para el Inversor número 4.

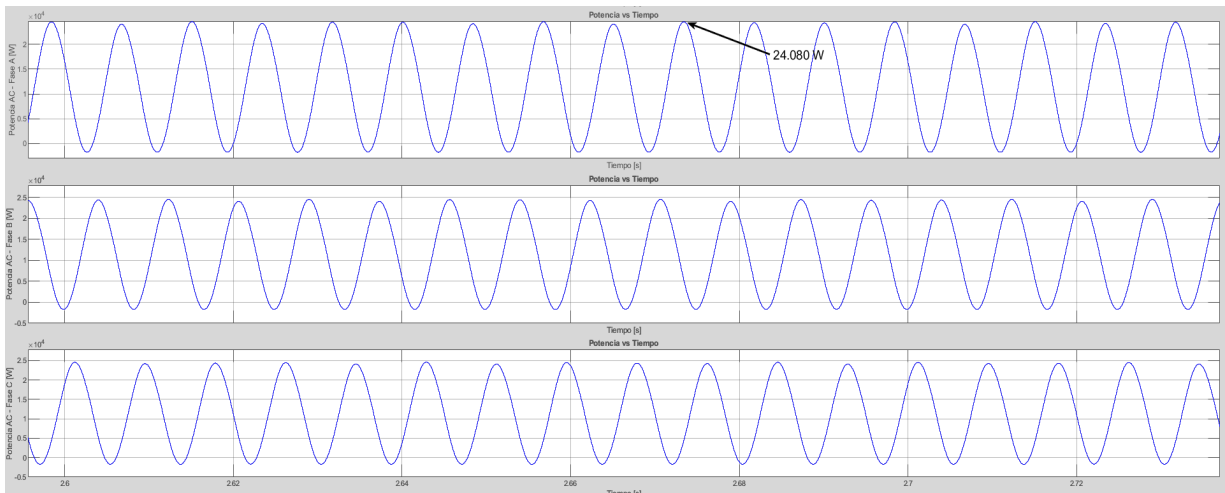
Analizando independientemente las gráficas obtenidas como realizó anteriormente, se tiene que de las 4 gráficas que se presentan:

1. La primera, representa la gráfica de potencia vs tiempo correspondiente a la potencia generada por los paneles solares, obteniendo un valor pico de 30.660 W, como se puede verificar en la ilustración 93.



**Ilustración 93** Gráfica de Potencia vs Tiempo. Potencia DC generada por el arreglo solar fotovoltaico perteneciente al Inversor 4.

2. Gráficas de potencia vs tiempo correspondiente a la potencia de salida trifásica en las fases A, B y C, obteniendo un valor pico de 28.220 W, como se puede verificar en la ilustración 94.



**Ilustración 94** Gráfica de Potencia vs Tiempo. Potencia AC de salida perteneciente al Inversor 4.

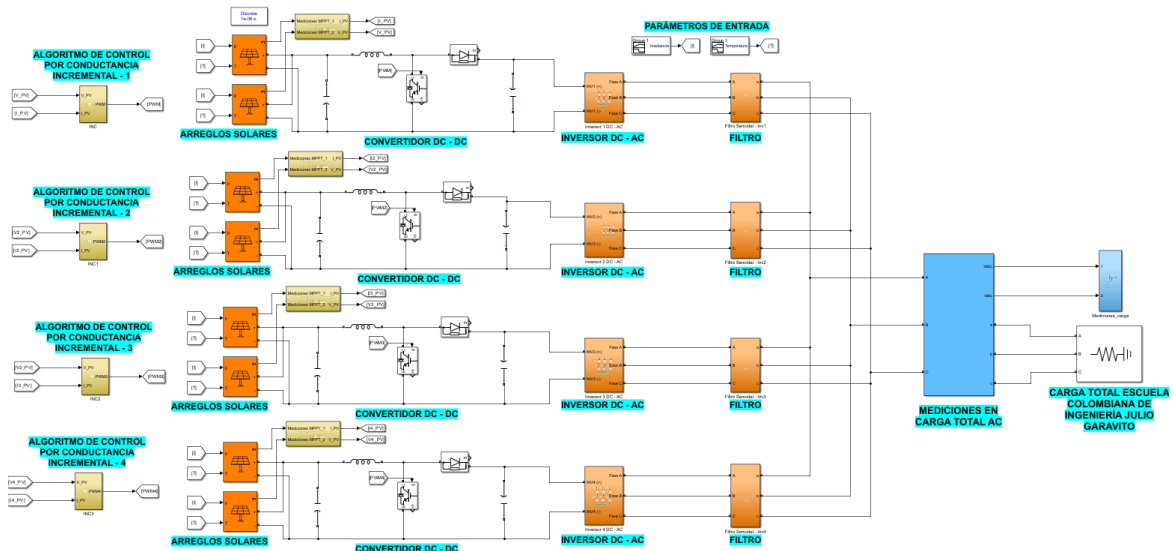
En la tabla 10, se recopilan los valores obtenidos para los 4 inversores bajo una irradiancia de  $1000 \text{ W/m}^2$  y  $25 \text{ }^\circ\text{C}$

**Tabla 13** Listado de potencias obtenidas en simulaciones de los inversores 1 a 4

Inversor	Potencia generada en arreglo solar [W]	Potencia de salida en carga [W]
1	19.160	18.230
2	25.480	22.050
3	25.480	22.050
4	30.660	24.490

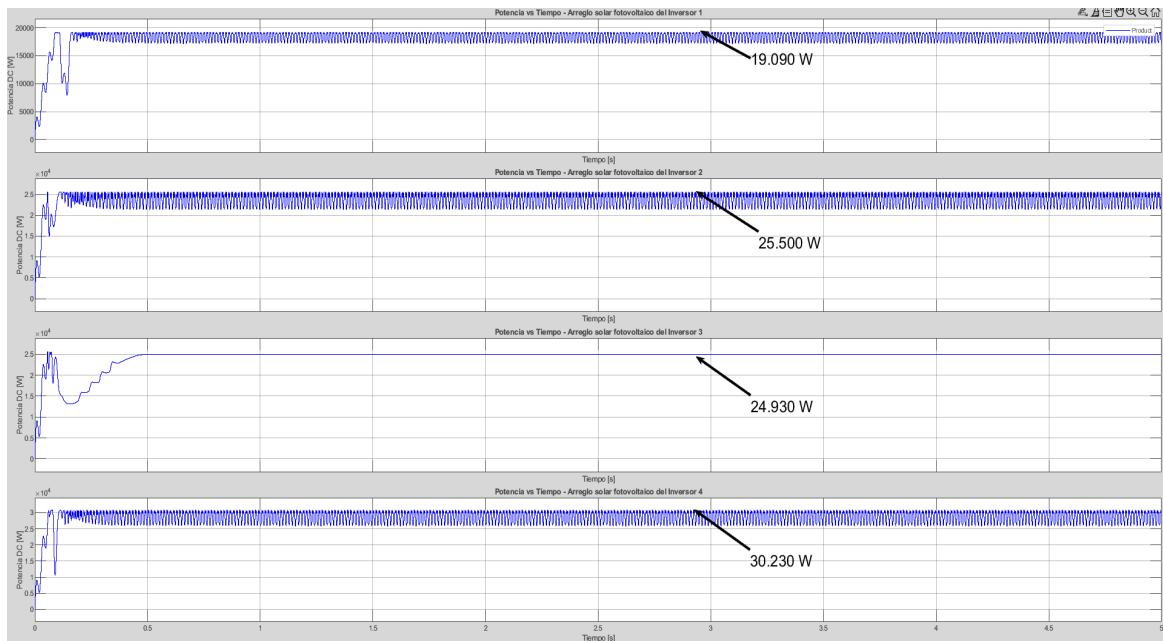
De este modo y observando el comportamiento de los inversores de manera individual, se realiza la respectiva simulación con todos los inversores integrados hacia una sola carga final. Los parámetros de simulación se basan en una irradiancia fija de  $1000 \text{ W/m}^2$  a una temperatura de  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ , adicionalmente se realizarán pruebas bajo irradiancias iguales a  $800$ ,  $600$  y  $300 \text{ W/m}^2$ , cuyos resultados irán incluidos en los anexos de este trabajo de grado.

El modelo final de simulación se presenta en la ilustración 95, la cual reúne los 4 inversores alimentando la carga final.



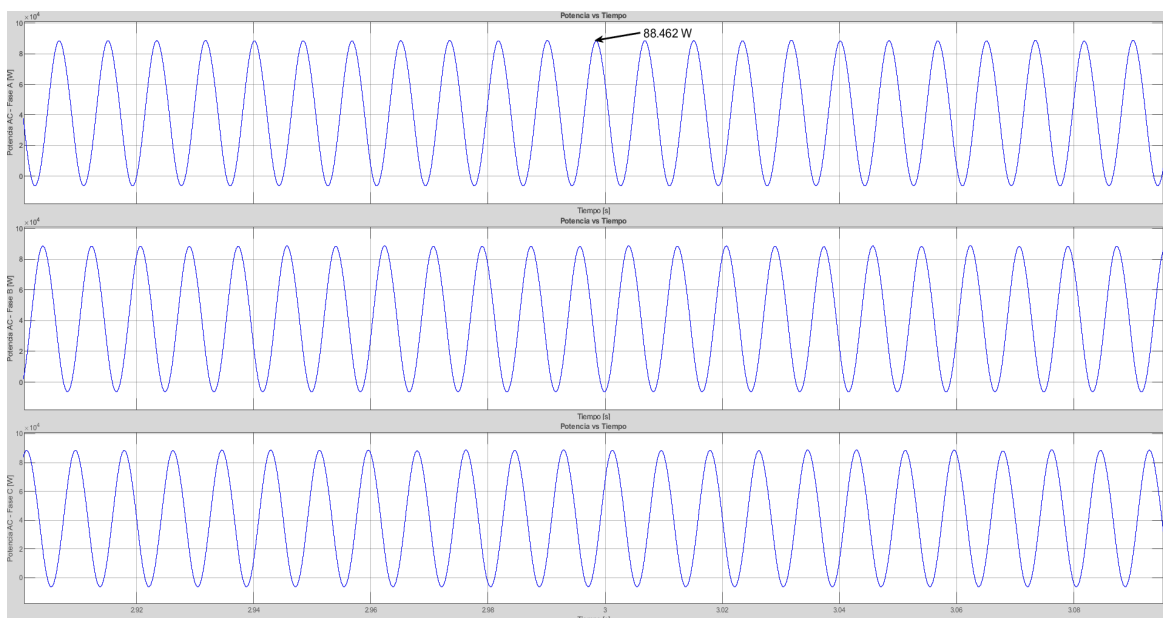
**Ilustración 95** Modelo de simulación final para instalación solar fotovoltaica ubicada en Edificio Alejandro Sandino en la Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito, basado en control MPPT por medio de conductancia incremental.

En la ilustración 96, se organizaron las gráficas de potencia vs tiempo de acuerdo al inversor al cual están asociados.



**Ilustración 96** Gráficas de potencia vs tiempo. Correspondientes a las potencias generadas por cada uno de los arreglos solares fotovoltaicos para cada uno de los 4 inversores.

Finalmente se simula la potencia total obtenida al final de los 4 inversores en lo que sería el Tablero de maniobras a 380 V “TFV1”. Esta potencia trifásica se puede observar en la ilustración 97.



**Ilustración 97** Gráficas de potencia vs tiempo. Correspondientes a la potencia total generada por los 4 inversores de la instalación solar fotovoltaica ubicada en el Edificio Alejandro Sandino en la Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito, basado en control MPPT por medio de conductancia incremental.

Analizando el resultado obtenido, para 8 arreglos solares fotovoltaicos con una potencia máxima teórica de 101.76 kWp, se obtuvo una potencia en la entrada

de 99.75 kWp y una potencia en la salida de los 4 inversores de 88.46 kWp por medio del algoritmo por conductancia incremental.

## **4.2 Resultados del modelamiento por lógica difusa**

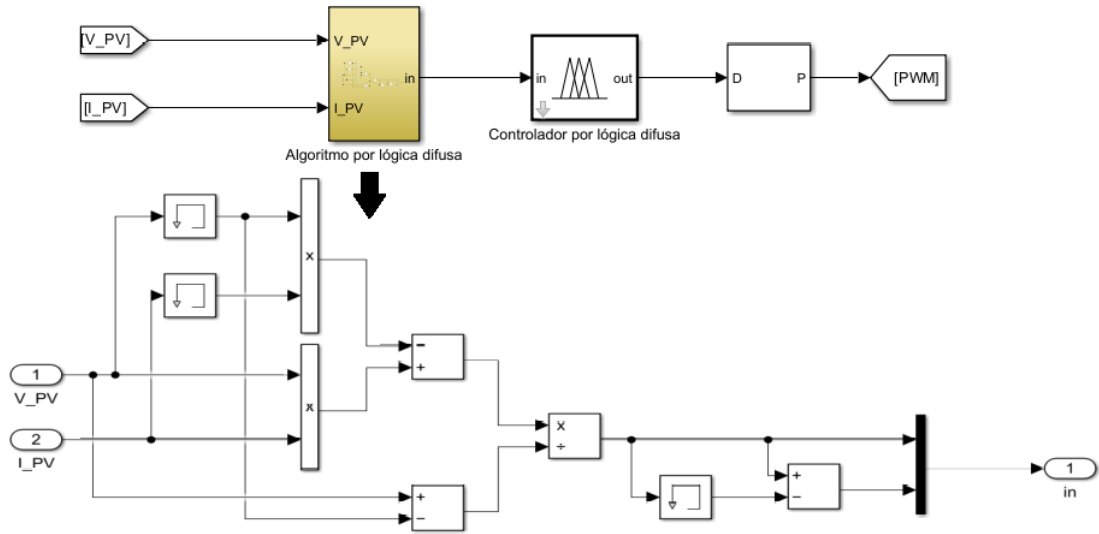
De manera similar, como se obtuvieron los resultados para el modelamiento por conductancia incremental, se obtienen los resultados para lógica difusa. El análisis se divide en 2 etapas, entrada de irradiancia variable y la respuesta de los convertidores en DC debido a que no se obtuvo un comportamiento favorable en el proceso de conversión de tensión DC a tensión AC, sin embargo y con la finalidad de comparar los resultados obtenidos al final de este trabajo de grado, solo se analizarán las respuestas de los algoritmos de control en la etapa DC. Como se mencionó anteriormente, la entrada de irradiancia tendrá una variación mediante el bloque "Signal Builder" en 3 valores, 1000, 800, 600 y 300 W/m<sup>2</sup> y para la etapa 2, se dividirá en las categorías anteriormente descritas.

### **II. Etapa 2**

Para la obtención de los resultados en esta etapa, se dividirá a su vez en 2 categorías (antes y después de la carga):

- A. Potencia a la salida del arreglo solar fotovoltaico – Inversor 1.
- B. Potencia a la salida de la carga convertidor DC-DC – Inversor 1.
- C. Potencia a la salida del arreglo solar fotovoltaico – Inversor 2.
- D. Potencia a la salida de la carga convertidor DC-DC – Inversor 2.
- E. Potencia a la salida del arreglo solar fotovoltaico – Inversor 4.
- F. Potencia a la salida de la carga convertidor DC-DC – Inversor 4.

## ALGORITMO DE CONTROL POR LÓGICA DIFUSA

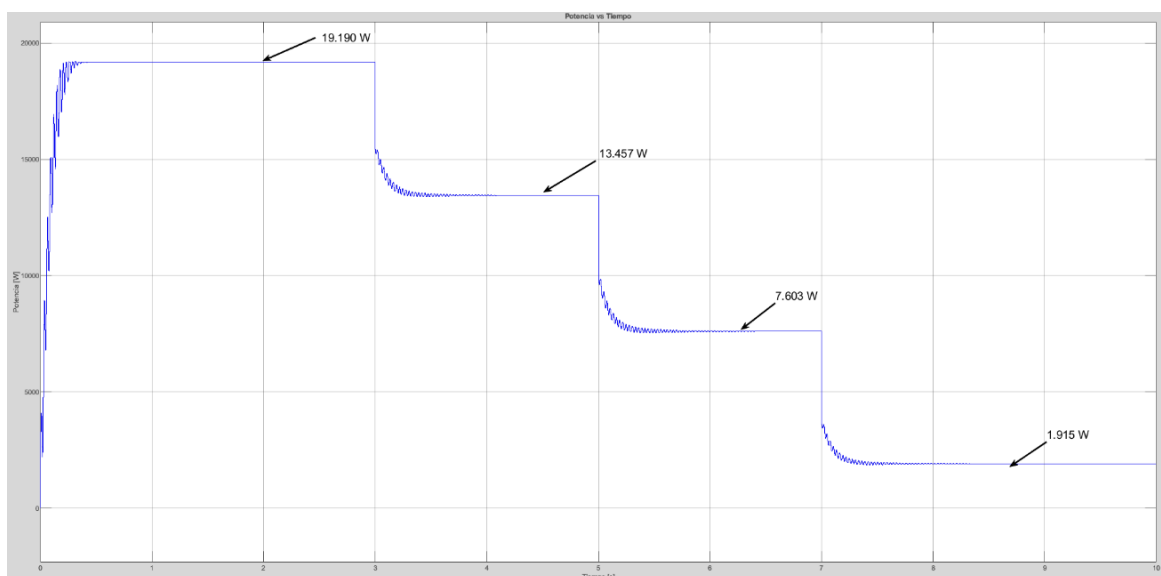


**Ilustración 98** Modelo de simulación utilizado para evaluar la etapa 2 (Convertidor DC-DC controlado por algoritmo de lógica difusa) en Inversores.

De tal modo, para el Inversor 1 se obtuvo:

### A. Potencia a la salida del arreglo solar fotovoltaico – Inversor 1.

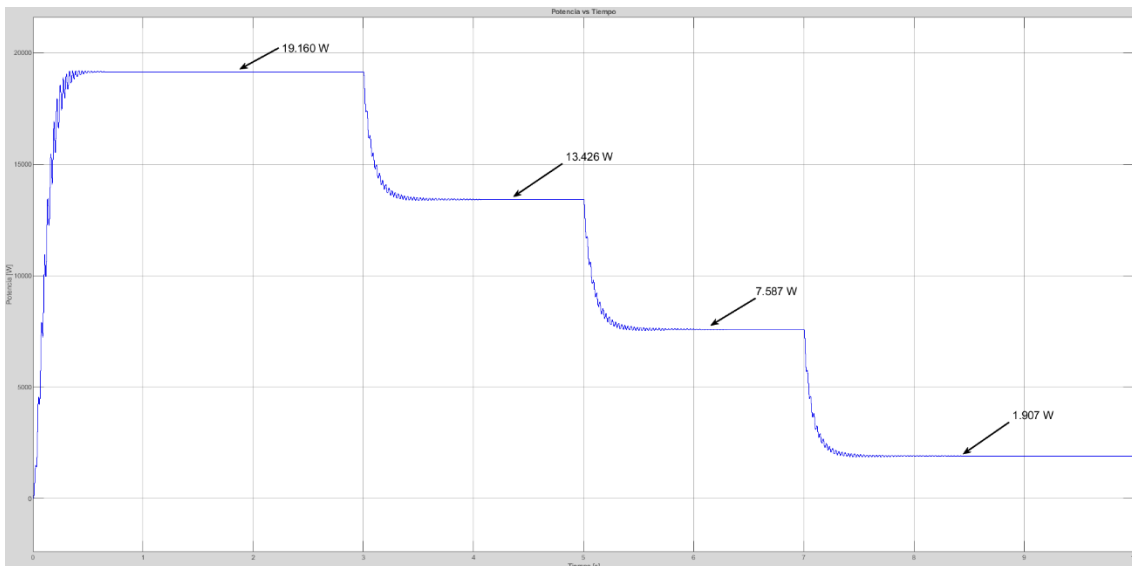
Con base en el modelo de simulación presentado en la Ilustración 98 se obtiene la potencia de salida observada directamente en los paneles solares, la cual se presenta en la Ilustración 99.



**Ilustración 99** Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC (con algoritmo por lógica difusa) para el inversor número 1 antes de la carga

## B. Potencia a la salida de la carga convertidor DC-DC – Inversor 1.

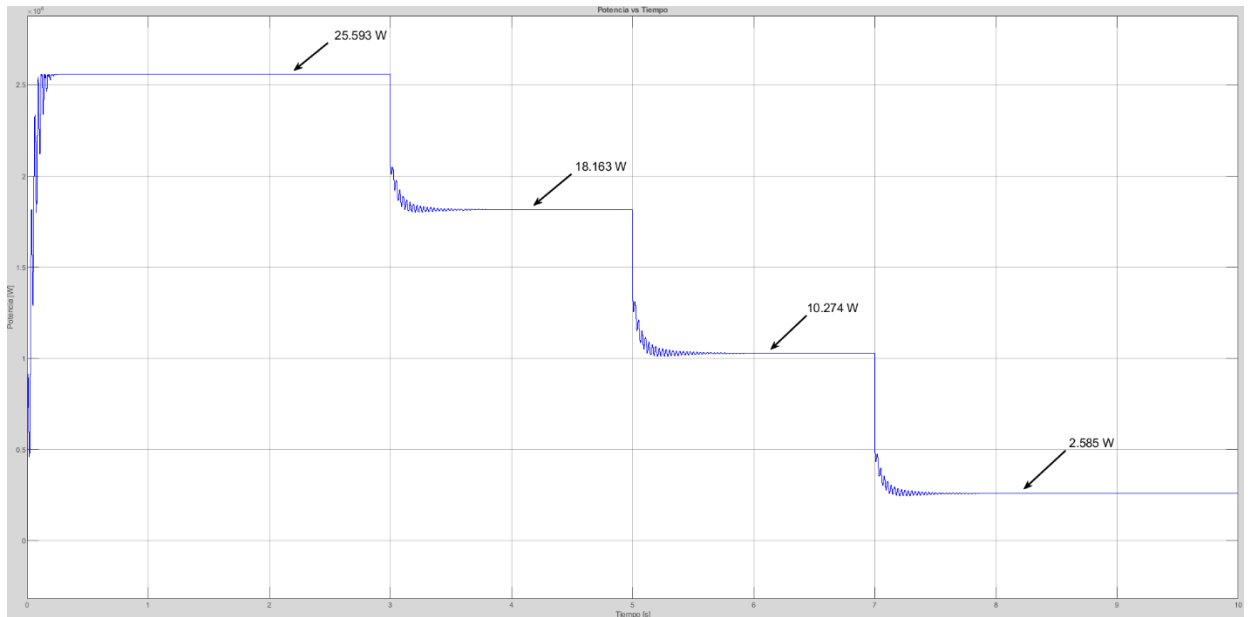
Posteriormente, se verifica el comportamiento de la potencia en el tiempo para la salida del convertidor DC-DC, mediante la Ilustración 100, la cual muestra la gráfica de potencia vs tiempo obtenida después de la carga en el convertidor DC-DC mediante.



**Ilustración 100** Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC (con algoritmo por lógica difusa) para el inversor número 1 después de la carga

## C. Potencia a la salida del arreglo solar fotovoltaico – Inversor 2.

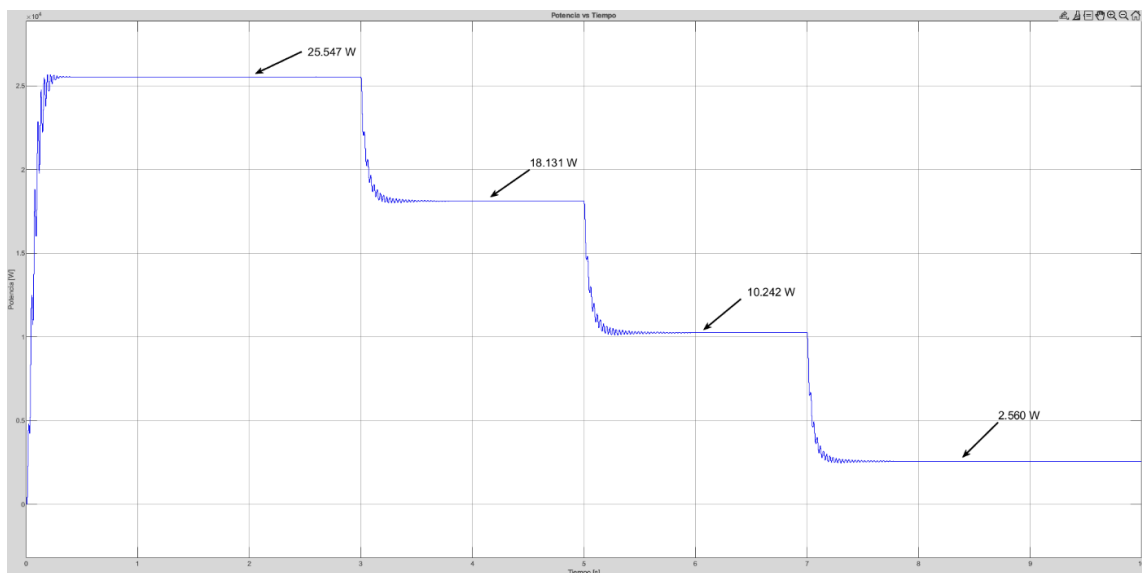
La respuesta obtenida en potencia antes de la carga, es decir la potencia dada exclusivamente por los paneles solares en la entrada corresponde a lo que se muestra en la Ilustración 101.



**Ilustración 101** Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC (con algoritmo por lógica difusa) para el inversor número 2 antes de la carga

#### D. Potencia a la salida de la carga convertidor DC-DC – Inversor 2.

Posteriormente, se puede verificar que a la salida del convertidor DC-DC, debido a pérdidas inherentes al proceso de conversión, se muestra la potencia de salida en carga en la Ilustración 102, la cual muestra un decrecimiento en la potencia de alrededor del 0,17%.



**Ilustración 102** Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC (con algoritmo por lógica difusa) para el inversor número 2 después de la carga

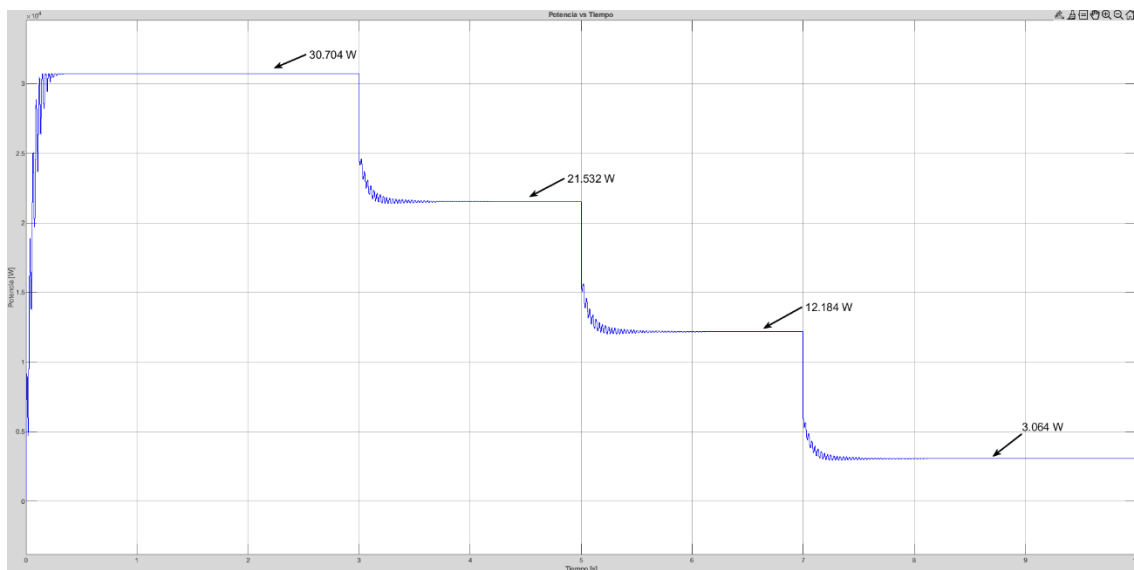
Con se mencionó anteriormente, no se plasman los resultados del convertidor DC-DC para el inversor número 3 debido a que posee el mismo arreglo solar



fotovoltaico del inversor número 2, por lo tanto, se verifica la potencia obtenida del arreglo solar fotovoltaico del convertidor DC-DC para el inversor número 4.

### E. Potencia a la salida del arreglo solar fotovoltaico – Inversor 4.

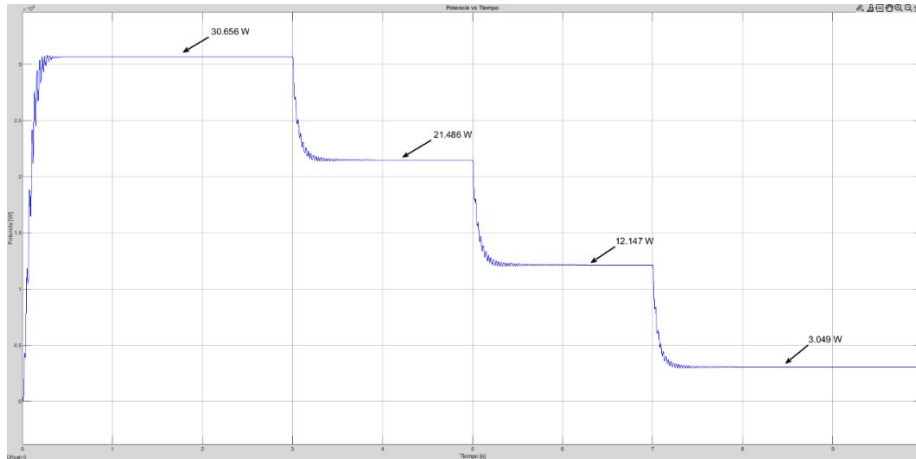
De esta forma, se presenta en la Ilustración 103, la gráfica de potencia vs tiempo obtenida en el arreglo solar perteneciente al inversor número 4 antes de la carga, donde se puede evidenciar que aunque existe rizado en la gráfica para altas irradiancias, este rizado en comparación con los resultados obtenidos para conductancia incremental, es menor y se explica debido a que el control por conductancia incremental, es un control que realiza ajustes continuos para seguir el punto de máxima potencia, en cambio el control por lógica difusa es adaptativo y presenta un mejor comportamiento al manejar las no linealidades.



**Ilustración 103** Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC (con algoritmo por lógica difusa) para el inversor número 4 antes de la carga

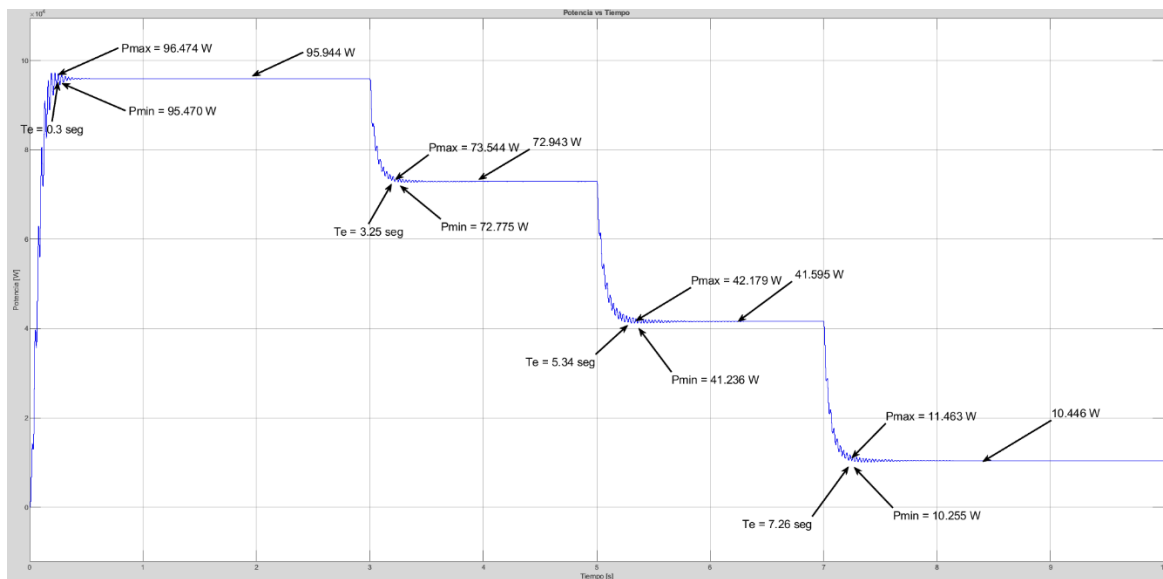
### F. Potencia a la salida de la carga convertidor DC-DC – Inversor 4.

Posteriormente, después de agregar una carga al final del convertidor, se obtiene la gráfica de potencia vs tiempo para el convertidor DC-DC del inversor 4 y se observa un decremento inferior al 1% en la potencia de salida, esto se puede verificar en la Ilustración 104.



**Ilustración 104** Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC (con algoritmo por lógica difusa) para el inversor número 4 después de la carga

Finalmente, y para concluir el análisis de potencia respecto al tiempo para los 4 convertidores DC-DC pertenecientes a los 4 inversores de la Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito se obtiene la respectiva gráfica, la cual se puede validar y verificar en la Ilustración 105.



**Ilustración 105** Gráfica de Potencia vs Tiempo en los convertidores DC-DC (con control por lógica difusa) pertenecientes a los 4 inversores de la instalación solar fotovoltaica ubicada en el techo del Edificio Alejandro Sandino.

## 5. Conclusiones

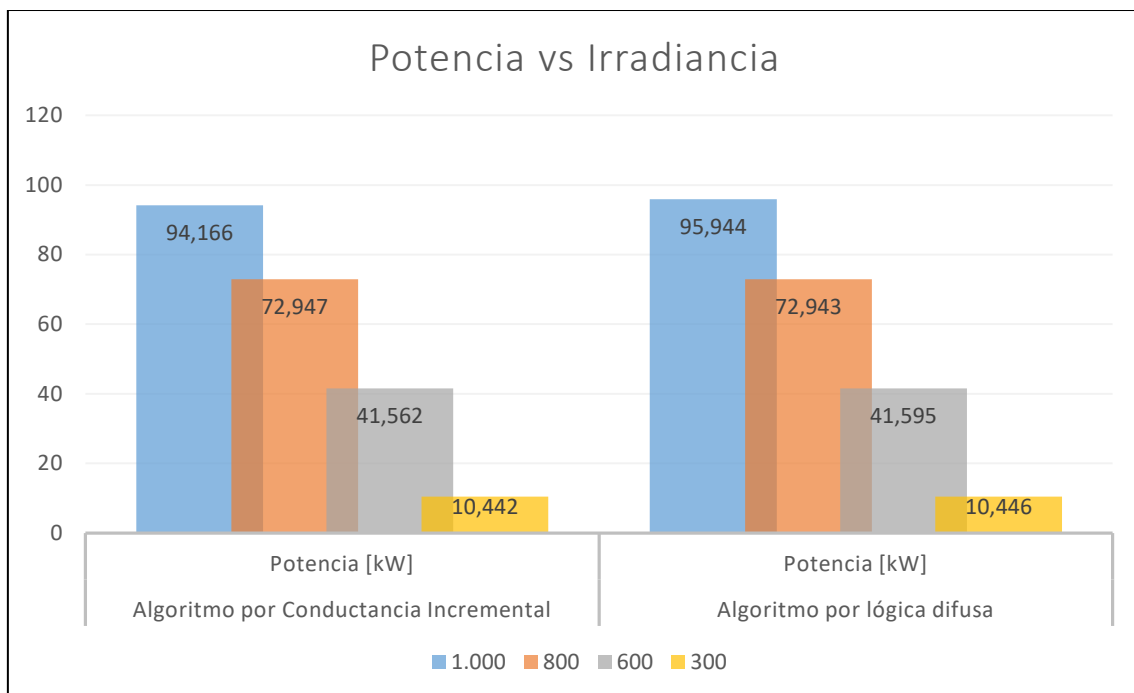
En virtud de los resultados obtenidos y como se explicó anteriormente, el análisis solo se tendrá en cuenta para la etapa DC. En cuanto a la validación del modelo de control por conductancia incremental, se pudo comparar contra los diferentes valores de irradiancia y temperatura para una potencia específica según los valores arrojados por parte de la estación meteorológica ubicada en la Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito. A su vez el algoritmo de control por lógica difusa muestra un comportamiento similar al algoritmo por conductancia incremental, se obtuvo resultados consistentes y coherentes comparados entre sí.

Mediante la tabla 11, se agrupan todos los resultados obtenidos por parte de los dos algoritmos de control implementados en este trabajo de grado, donde se pudo verificar que de manera individual (es decir la contribución de potencia por cada uno de los convertidores DC-DC) se obtuvo que:

1. El algoritmo de control por lógica difusa presenta un menor tiempo de respuesta (tiempo de establecimiento) de aproximadamente 203 ms comparado al algoritmo por conductancia incremental. Adicionalmente, este tiempo de respuesta se mantiene en promedio constante, independiente de la cantidad de paneles solares al cual esté asociado, lo cual se espera debido a la adaptabilidad del modelo ante cambios en irradiancia.
2. El algoritmo de control por lógica difusa presenta una menor fluctuación alrededor del punto de máxima de potencia, con valores que no sobrepasan el 0,5% tanto por arriba como por abajo, en comparación con el algoritmo por conductancia incremental que presenta oscilaciones entre más o menos el 15%. Esto debido a que el algoritmo por lógica difusa es un tipo de control suave y adaptativo en cambio el control por conductancia incremental presenta mayores fluctuaciones debido a su sensibilidad a los cambios de irradiancia.
3. El valor de potencia para conductancia incremental, se tomó como el valor promedio después de hallarse en estado estable. Con base en este criterio para el análisis de los datos obtenidos, la potencia obtenida por el algoritmo por lógica difusa es superior en 2,78% con respecto a la potencia obtenida por conductancia incremental. Lo cual en términos de eficiencia energética traería consigo grandes beneficios al usuario final debido a que con la misma cantidad de energía incidente, el algoritmo por lógica difusa es capaz de obtener una mayor transformación de energía

solar en energía eléctrica y a su vez esta energía estaría disponible para una mayor cantidad de equipos.

- En síntesis, una respuesta estable, con mejor tiempo para su obtención y adicionalmente una leve mejora en la potencia obtenida por cada uno de los inversores en su entrada DC, trae consigo una mejor calidad de energía en cuanto a fluctuaciones cercanas al punto de máxima potencia hacia la carga que con el tiempo se ve traducido en un mejor aprovechamiento de los recursos.



**Ilustración 106** Gráfica comparativa de potencias obtenidas mediante el control por el algoritmo por conductancia incremental y lógica difusa para el total de arreglos solares fotovoltaicos pertenecientes a todos los inversores de la Universidad.

En relación con la tabla 11, como se pudo verificar, son las condiciones dadas por cada convertidor DC-DC para la potencia total que debe ser suministrada a la instalación solar fotovoltaica. Los valores obtenidos para la totalidad de los inversores en su etapa DC se presentan en la tabla 12.

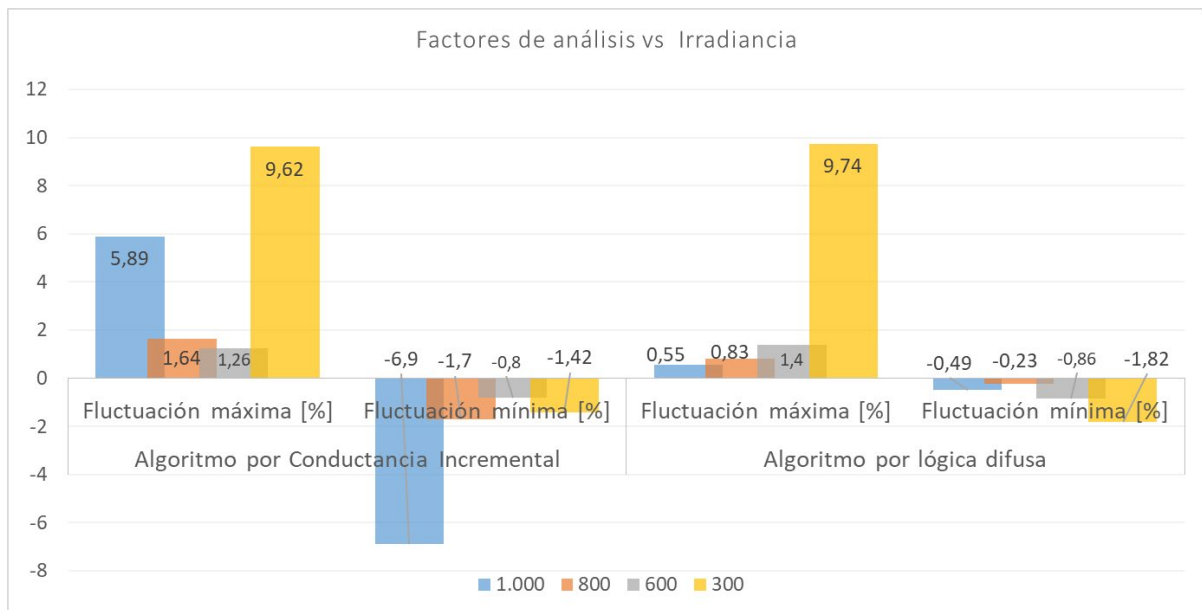
**Tabla 14** Tabla comparativa de potencias obtenidas mediante la implementación de algoritmo de control por conductancia incremental y lógica difusa para los diferentes convertidores DC-DC pertenecientes a los inversores de la instalación solar perteneciente a la Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito ubicado en el edificio Alejandro Sandino

		Controlador DC-DC			
Factores de análisis		1	2	3	4
Algoritmo por Conductancia Incremental	Potencia [kW]	18,637	22,155	24,517	28,339
	Potencia máxima [kW]	18,921	25,652	25,636	29,046
	Potencia mínima [kW]	18,351	19,026	21,677	27,724
	Oscilación [%]	± 1,53	+15,78 -14,12	+4,56 -11,58	+2,49 -2,16
	Tiempo de establecimiento [s]	0,53	0,65	0,57	0,53
Algoritmo por lógica difusa	Potencia [kW]	18,807	24,369	24,369	28,576
	Potencia máxima [kW]	18,877	24,408	24,444	28,655
	Potencia mínima [kW]	18,744	24,339	24,308	28,504
	Fluctuación [%]	+0,37 -0,33	+0,15 -0,12	+0,31 -0,25	+0,28 -0,25
	Tiempo de establecimiento [s]	0,39	0,39	0,36	0,58

En la tabla 15 (ver ilustraciones 106, 107 y 108), se agrupan todos los resultados obtenidos por parte de los dos algoritmos de control implementados, en esta tabla se puede validar el comportamiento de la totalidad de arreglos solares fotovoltaicos en cuanto a la potencia que son capaces de suministrar hacia la red en la etapa DC. Se concluye que:

**Tabla 15** Tabla comparativa de potencias obtenidas mediante la implementación de algoritmo de control por conductancia incremental y lógica difusa para el total de arreglos solares fotovoltaicos pertenecientes a todos los inversores de la instalación solar perteneciente a la Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito ubicado en el edificio Alejandro Sandino

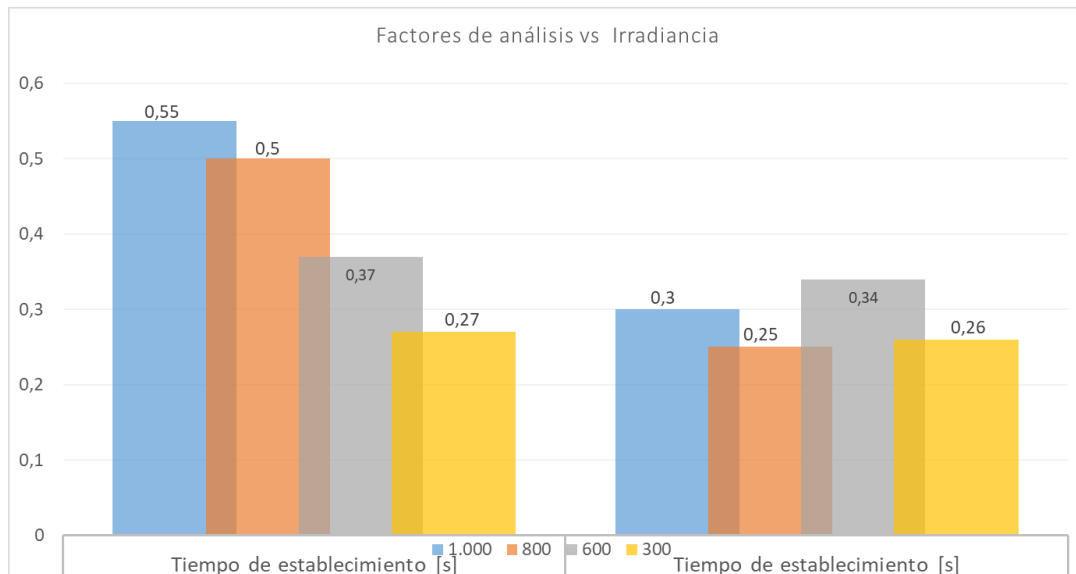
		Irradiancias [W/m <sup>2</sup> ]			
Factores de análisis		1.000	800	600	300
Algoritmo por Conductancia Incremental	Potencia [kW]	94,166	72,947	41,562	10,442
	Potencia máxima [kW]	99,715	74,145	42,084	11,447
	Potencia mínima [kW]	87,668	71,704	41,228	10,293
	Fluctuación [%]	+5,89 -6,9	+1,64 -1,70	+1,26 -0,8	+9,62 -1,42
	Tiempo de establecimiento [s]	0,55	0,5	0,37	0,27
Algoritmo por lógica difusa	Potencia [kW]	95,944	72,943	41,595	10,446
	Potencia máxima [kW]	96,474	73,544	42,179	11,463
	Potencia mínima [kW]	95,470	72,775	41,236	10,255
	Fluctuación [%]	+0,55 -0,49	+0,83 -0,23	+1,4 -0,86	+9,74 -1,82
	Tiempo de establecimiento [s]	0,3	0,25	0,34	0,26



**Ilustración 107** Gráfica comparativa de fluctuación de potencia (%), valores obtenidos mediante el control por el algoritmo por conductancia incremental y lógica difusa para el total de arreglos solares fotovoltaicos pertenecientes a todos los inversores de la Universidad.

1. El algoritmo de control por lógica difusa presenta un menor tiempo de respuesta comparado al algoritmo de control por conductancia incremental. Encontrando que para irradiancias superiores a  $800 \text{ W/m}^2$ , el tiempo de respuesta para lógica difusa tiene una mejora de 250 ms respecto a conductancia incremental y para irradiancias inferiores al valor mencionado, la mejoría se encuentra en un rango de 30 a 1 ms.
2. El algoritmo de control por lógica difusa presenta una menor oscilación alrededor del punto de máxima de potencia, con valores que no sobrepasan el  $\pm 1\%$  para irradiancias iguales o superiores a  $800 \text{ W/m}^2$ , en comparación con el algoritmo por conductancia incremental que presenta oscilaciones entre más o menos el 5,89% al -6,9%. Para irradiancias inferiores a  $800 \text{ W/m}^2$  la oscilación respecto al punto de máxima potencia permanece similar para los dos algoritmos de control.
3. De manera similar como se realizó el análisis de resultados para los convertidores DC-DC individualmente, el valor de potencia para conductancia incremental, se tomó como el valor promedio después de hallarse en estado estable. Con base en este criterio para el análisis de los datos obtenidos, la potencia obtenida por el algoritmo por lógica difusa es superior para irradiancias entre  $300$  y  $600 \text{ W/m}^2$  y para irradiancias cercanas a  $1000 \text{ W/m}^2$  con respecto a la potencia obtenida por conductancia incremental. Sin embargo, para irradiancias cercanas o iguales a  $800 \text{ W/m}^2$  la potencia es igual o menor para el algoritmo por lógica difusa respecto a conductancia incremental.

4. Para concluir, la tabla comparativa muestra una inclinación por el método de control por lógica difusa respecto al método de control por conductancia incremental. Esto debido a que lógica difusa permite obtener una mayor potencia, en un tiempo menor respecto a conductancia incremental y con un porcentaje de oscilaciones menores. Sin embargo, estos resultados observados muestran que, para altas irradiancias, es favorecido el método de control por lógica difusa, en cambio para bajas irradiancias, la respuesta es similar o igual para los dos algoritmos de control.



**Ilustración 108** Gráfica comparativa de tiempo de establecimiento (s), valores obtenidos mediante el control por el algoritmo por conductancia incremental y lógica difusa para el total de arreglos solares fotovoltaicos pertenecientes a todos los inversores de la Universidad.

De manera general, se puede concluir que los dos métodos de control pueden entregar la máxima potencia disponible por parte de los paneles solares, la principal diferencia que se puede encontrar en los métodos radica en la adaptabilidad a los diferentes cambios meteorológicos en la entrada, esto se traduce en cambios de irradiancia y temperatura.

La adaptabilidad de cada algoritmo de control se basa en su tiempo de respuesta ante cambio de condiciones de irradiancia y temperatura, fluctuaciones de tensión (traducidas en fluctuaciones de potencia) cercanas al punto de máxima potencia y finalmente, una mayor obtención de potencia real hacia el sistema traducida en una mejor eficiencia del sistema. Con base en las características descritas anteriormente, el algoritmo de control por lógica difusa presenta una mejor adaptabilidad a los cambios en la entrada, un mejor tiempo de respuesta promedio con un valor de 288 milisegundos, comparado con el algoritmo por conductancia incremental que obtuvo una respuesta de 423 milisegundos, oscilaciones promedio cercanas al punto de máxima potencia con un valor de (+0.69% -0.36%) para altas irradiancias en lógica difusa comparado con un valor



de (+3,765% -4,3%) para conductancia incremental. Finalmente, se obtuvo una eficiencia promedio superior en 1,83% para lógica difusa en comparación con conductancia incremental.

Una vez analizadas las ventajas que ofrece el algoritmo de control por lógica difusa comparado con el algoritmo de control por conductancia incremental, es válido concluir que las desventajas del algoritmo de control por lógica difusa se encuentran principalmente, en su costo computacional debido a que requiere mayores recursos de hardware, donde por ejemplo, para una simulación con el modelo completo (los 4 convertidores DC-DC integrados) con entrada de irradiancia variable y tiempo de simulación de 10 segundos en tiempo real, el tiempo que toma el programa para arrojar el resultado corresponde 5 horas y media para una matriz de reglas difusas de 5x5. De igual manera se realizaron pruebas con una dimensión superior, es decir 6x6 donde el tiempo de simulación se incrementa en 1 hora y los resultados son similares a los obtenidos anteriormente. Para un entorno de simulación como lo es Matlab – Simulink, toma un tiempo considerable el obtener una respuesta de al menos 10 segundos teniendo en cuenta que su entrada es variable en el tiempo.

Como trabajos a futuro, el estudio de mejora del seguimiento del punto de máxima potencia seguirá siendo evaluado con múltiples métodos de algoritmo de control, sin embargo sería muy valioso crear diferentes combinaciones de algoritmos de control, los cuales son llamados “algoritmos híbridos”, los cuales se verían beneficiados de las ventajas de cada uno de ellos en la etapa que le corresponde ya sea bajo cierta irradiancia o temperatura. Por otro lado, continuar la investigación con el algoritmo de lógica difusa pero con un enfoque dirigido hacia los sistemas avanzados de gestión de energía, esto con el objetivo de optimizar el uso de los recursos, en este caso la energía solar.

De igual manera, sería de gran valor, ampliar el estudio de algoritmos de control en la etapa AC mediante la conversión de energía DC a AC teniendo un mayor acercamiento al punto de interconexión con el distribuidor del sistema. También sería interesante realizar la implementación en un hardware específico y validar su comportamiento en la vida real y a su vez compararlo con las respectivas simulaciones. Finalmente, evaluar la relación costo-beneficio ante los diferentes métodos de control en la etapa DC, validando la viabilidad económica para la posterior implementación en instalaciones reales, teniendo en cuenta factores importantes como lo son el costo de desarrollo y la dificultad de implementación en comparación contra la estabilidad que puede brindar al sistema ante cambios meteorológicos junto a una posible mejora en la eficiencia.

## 6. Bibliografía

- Acolgen. (2023). *Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica*. Obtenido de <https://acolgen.org.co/>
- Aranzeta, C. G. (2010). *Introducción a la metodología experimental*. México : Limusa S.A. de C.V.
- Argyrou, M., Paul, C., & Soteris A., K. (2018). Modeling of a photovoltaic system with different MPPT techniques using MATLAB/Simulink. *IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)*, 1-6.
- Barión, G. d. (2020). *Estado de la cobertura eléctrica y las zonas no interconectadas en la región central*. Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Bogotá.
- Bendib, B., Krim, F., Belmili, H., Almi, M., & Boulouma, S. (2014). Advanced Fuzzy MPPT Controller for a Stand-alone PV System. *Energy Procedia*, 383-392.
- Cata Sánchez, J. E., & Rodríguez Sócola, F. M. (2015). *Análisis matemático de un panel solar fotovoltaico de silicio*. Universidad Politécnica Salesiana, Guayaquil. Obtenido de <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/10250/1/UPS-GT001338.pdf>
- DNV. (Septiembre de 2018). *DNV*. Obtenido de <https://www.dnv.com/news/the-world-s-energy-demand-will-peak-in-2035-prompting-a-reshaping-of-energy-investment-128751>
- Echeverria, N., Judewicz, M., Murcia, G., Strack, J., & González, S. (2014). *Algoritmo mppt de conductancia incremental con doble cota* (Vol. 20). Potencia [W].
- Ejury, J. (2013). Buck Converter Design. *Infineon Technologies North America*, 4.
- Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito. (2021). Obtenido de <https://www.escuelaing.edu.co/es/>
- Farfán, R., Cadena, C., & Villa, L. (2015). Experiencia en el uso de la lógica difusa para el control del seguimiento del punto de máxima potencia en convertidores para módulos fotovoltaicos. *Revista Iberoamericana de Automática e Informática industrial*, 12(2), 208-217.

- Galt Energy. (2021). *Galt Energy - Energía solar*. Obtenido de <https://www.galt.mx/post/avances-tecnologicos-relevantes-en-la-industria-de-la-energia-solar>
- Haeberlin, H. (2001). Evolution of Inverters for Grid connected PV-Systems from 1989 to 2000. *European Photovoltaic Solar Energy Conference*.
- Harliana, P., & Rahim, R. (2017). *Comparative Analysis of Membership Function on Mamdani*. Malaysia: Journal of Physics: Conference Series.
- Herrera Salcedo, R., & Duarte Moller, J. (2013). Modelado y caracterización de paneles fotovoltaicos. (*Tesis de Maestría*). Centro de Investigación en Materiales Avanzados, Chihuahua, México.
- IDEAM. (2014). *Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales*. Obtenido de <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>
- International Renewable Energy Agency. (2022). *Estadísticas de capacidad renovable 2022*. Abu Dhabi. Obtenido de <https://www.irena.org/publications/2022/Apr/Renewable-Capacity-Statistics-2022-ES>
- Kouro, S. &. (2002). Control mediante lógica difusa. *Técnicas Modernas en Automática, 1*, 1-7.
- Kumar, A., Gupta, N., & Gupta, V. (2017). A comprehensive review on grid-tied solar photovoltaic system. *Journal of Green Engineering*.
- Kumar, S. (Junio de 2020). *MathWorks*. Obtenido de File Exchange: <https://la.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/76820-incremental-conductance-mppt>
- Kumar, V., Prawin, A., John, J., & Kumar, S. (2010). Simulation and comparison of SPWM and SVPWM control for three phase inverter. *ARPJ Journal of Engineering and Applied Sciences, 2*.
- Mao, M., Cui, L., Zhang, Q., Guo, K., Zhou, K., & Huang, H. (2020). Classification and summarization of solar photovoltaic MPPT techniques: A review based on traditional and intelligent control strategies. *Energy Reports, 1312-1327*.
- Math Works. (2024). *Centro de ayuda*. Obtenido de Define Membership Functions Using Fuzzy Logic Designer: <https://la.mathworks.com/help/releases/R2023a/fuzzy/define-membership-functions-using-fuzzy-logic-designer.html>
- MathWorks. (2023). *PV Array*. Obtenido de Help Center: <https://es.mathworks.com/help/sps/powersys/ref/pvarray.html>

- MathWorks. (2024). *Centro de ayuda*. Obtenido de <https://la.mathworks.com/help/sps/powersys/ref/pvarray.html>
- MathWorks. (2024). *Defuzzification Methods*. Obtenido de <https://la.mathworks.com/help/fuzzy/defuzzification-methods.html>
- Meza, H. A., Mendoza García, J., & Sepúlveda Mora, S. (2017). Estrategias de control MPPT aplicadas en un convertidor DC/DC tipo Boost para sistemas fotovoltaicos. *Revista Colombiana de Tecnologías de Avanzada*.
- Mohammed, S., & Devaraj, D. (2014). Simulation and Analysis of Stand-alone Photovoltaic System with Boost Converter Using MATLAB/Simulink. *International Conference on Circuit, Power and Computing Technologies [ICCPCT]*, 814-821.
- Noman, A., Addoweesh, K., & Mashaly, H. (2012). A Fuzzy Logic Control Method for MPPT of PV. *IECON 2012 - 38th Annual Conference on IEEE*, 874-880.
- Ramirez, J. G. (2017). La energía solar fotovoltaica en Colombia: potenciales, antecedentes y perspectivas.
- Robles Algarín, C., Taborda Giraldo, J., & Rodríguez Álvarez, O. (2017). Fuzzy Logic Based MPPT Controller for a PV System. *Energies*.
- Ruiz, L., Beristáin, J., Sosa, I., & Hernández, J. (2010). Estudio del algoritmo de seguimiento de punto de máxima potencia perturbar y observar. *Revista de Ingeniería Eléctrica, electrónica y computación.*, 8(1).
- SolarRoots. (28 de Marzo de 2024). *Photovoltaics Experts*. Obtenido de <https://solarrootspr.com/evolucion-energia-solar-avances-tecnologicos/>
- Unidad de Planeación Minero Energética. (s.f.). *Atlas de viento y energía eólica en Colombia*. Bogotá D.C. Obtenido de <http://www.upme.gov.co/Docs/MapaViento/CAPITULO1.pdf>
- UPME. (2015). Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia. 218.
- UPME. (2020). *Plan de expansión de referencia Generación - Transmisión 2020 - 2034* (Vol. 2). Bogotá.
- Wadgule, T., & Aranke, V. (2016). Efficiency improvement of photovoltaic panel by tracking. *2016 International Conference on Electrical, Electronics, and Optimization Techniques (ICEEOT)*, (págs. 2996-3001). Chennai, India. doi:10.110/ICEEOT.2016.7755250

Wega Lighting. (2021). Sistema de autogeneración solar fotovoltaica conectada a la red.


Yilmaz, U., Kircay, A., & Borekci, S. (2018). *PV system fuzzy logic MPPT method and PI control as a charge controller*. Obtenido de Sciencedirect: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.08.048>

## 7. Anexos

A continuación, se presentan los respectivos anexos al desarrollo del trabajo de grado.


### 7.1 Componentes principales – Cuadro dinámico

INVERSORES	
REFERENCIA	TRIO-27.6-TL-OUTD-S2X-400
MARCA	ABB
VOLTAJE A LA SALIDA [V]	400
FRECUENCIA [Hz]	50
POTENCIA ACTIVA [W]	27600
CORRIENTE MÁXIMA DE SALIDA [A]	45
CANTIDAD	4




**Ilustración 109** Anexo - Ficha técnica de Inversores en la instalación solar fotovoltaica perteneciente a la Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito - Edificio Alejandro Sandino

TRANSFORMADOR	
REFERENCIA	125 KVA
MARCA	EL WATTIO
AÑO	2017
PESO [kg]	340
POTENCIA [kVA]	125
TENSIÓN CORTO CIRCUITO [%]	4
TENSIÓN PRIMARIA [V]	380
TENSIÓN SECUNDARIA [V]	440




**Ilustración 110** Anexo - Ficha técnica de transformador de potencia baja – baja utilizado en la instalación solar fotovoltaica perteneciente a la Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito - Edificio Alejandro Sandino

CABLE SOLAR	
CALIBRE [mmq]	4
TENSIÓN ALTERNA [VAC]	600
TENSIÓN CONTINUA [VDC]	900
MÁXIMA TENSIÓN CONTINUA [VDC]	1800




**Ilustración 111** Anexo - Ficha técnica de conductor DC utilizado en la instalación solar fotovoltaica perteneciente a la Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito - Edificio Alejandro Sandino

PANEL SOLAR	
POTENCIA NOMINAL [Wp]	320
INTENSIDAD NOMINAL [A]	8.35
TENSIÓN NOMINAL [V]	37.2
CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO [A]	8.8
TENSIÓN DE CIRCUITO ABIERTO [V]	46.6



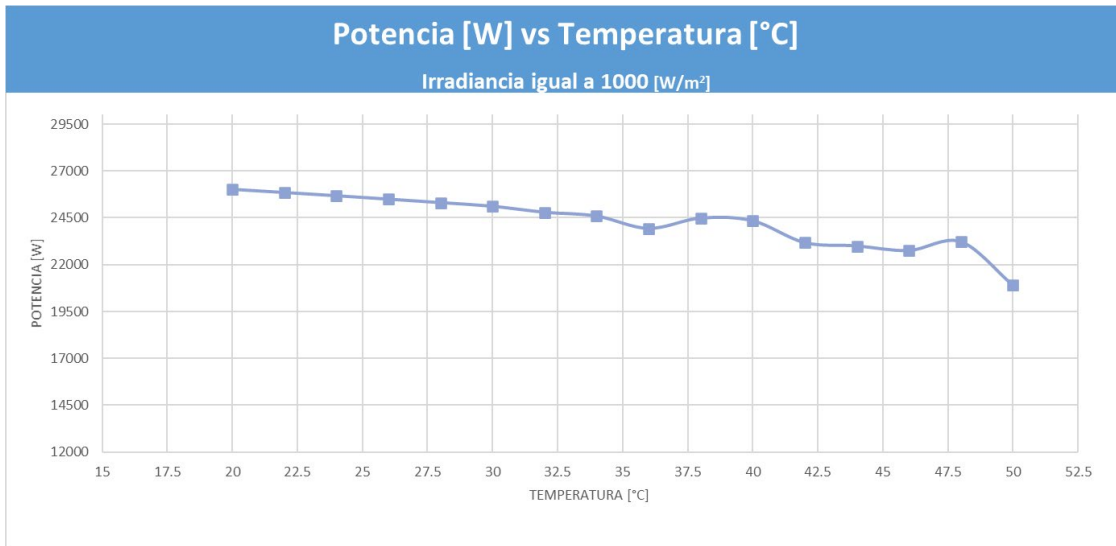
**Ilustración 112** Anexo - Ficha técnica de los paneles solares instalados en la instalación solar fotovoltaica perteneciente a la Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito - Edificio Alejandro Sandino

ESTACIÓN METEOROLÓGICA		
TEMPERATURA AMBIENTE [°C]	MÍNIMA	-40
	MÁXIMA	80
TEMPERATURA DEL PANEL SOLAR [°C]	MÍNIMA	-40
	MÁXIMA	80
RADIACIÓN SOLAR [W/m <sup>2</sup> ]	MÍNIMA	0
	MÁXIMA	1750
COMUNICACIÓN	RS-485	
ENTRADA DC [VDC]	30	
CORRIENTE DE ENTRADA [mA]	50	

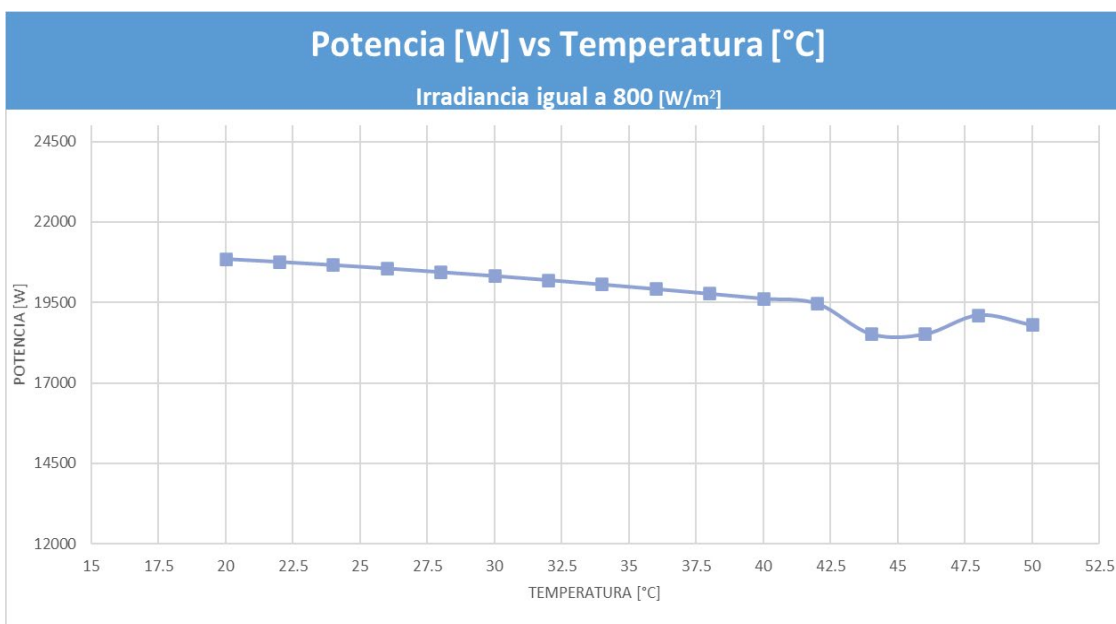


**Ilustración 113** Anexo - Ficha técnica de la estación meteorológica ubicada en la instalación solar fotovoltaica perteneciente a la Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito - Edificio Alejandro Sandino

## 7.2 Gráficas obtenidas mediante modelamiento por conductancia incremental en convertidores DC-DC pertenecientes a los arreglos solares fotovoltaicos para los inversores 2, 3 y 4.

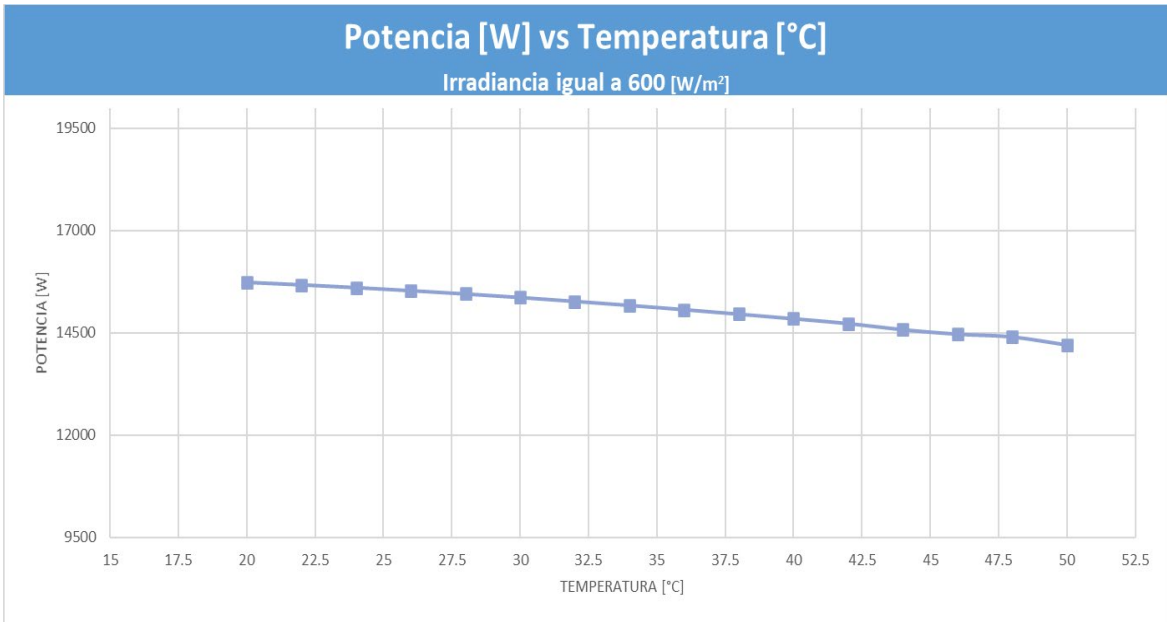


**Ilustración 114** Anexo - Gráfica de Potencia vs Temperatura para convertidor DC-DC perteneciente al inversor 2 con irradiancia fija configurada en 1000 W/m<sup>2</sup> y temperatura variable

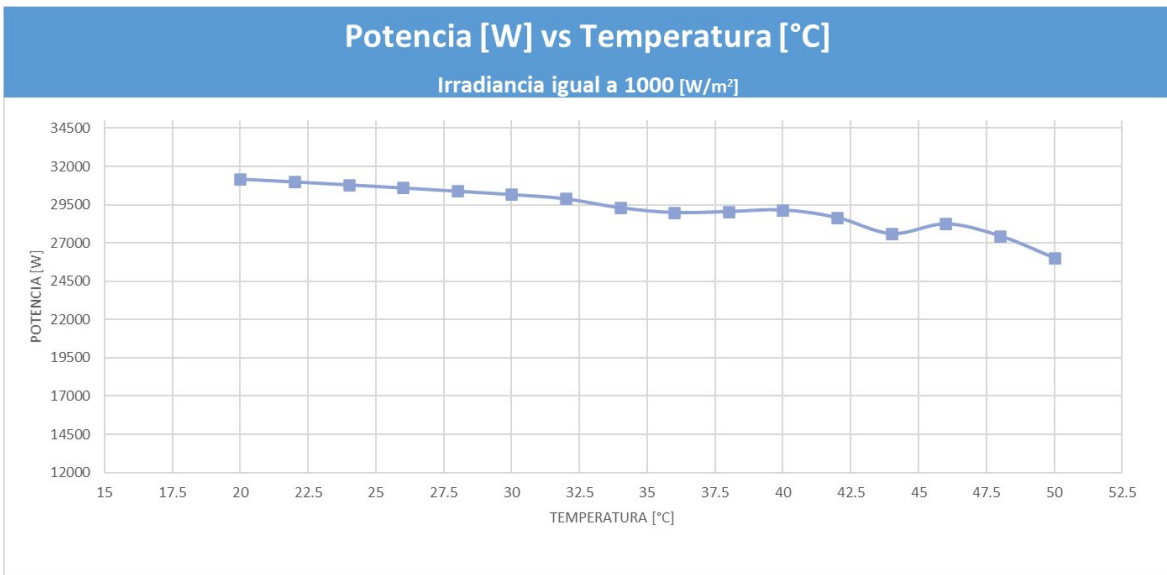


**Ilustración 115** Anexo - Gráfica de Potencia vs Temperatura para convertidor DC-DC perteneciente al inversor 2 con irradiancia fija configurada en 800 W/m<sup>2</sup> y temperatura variable

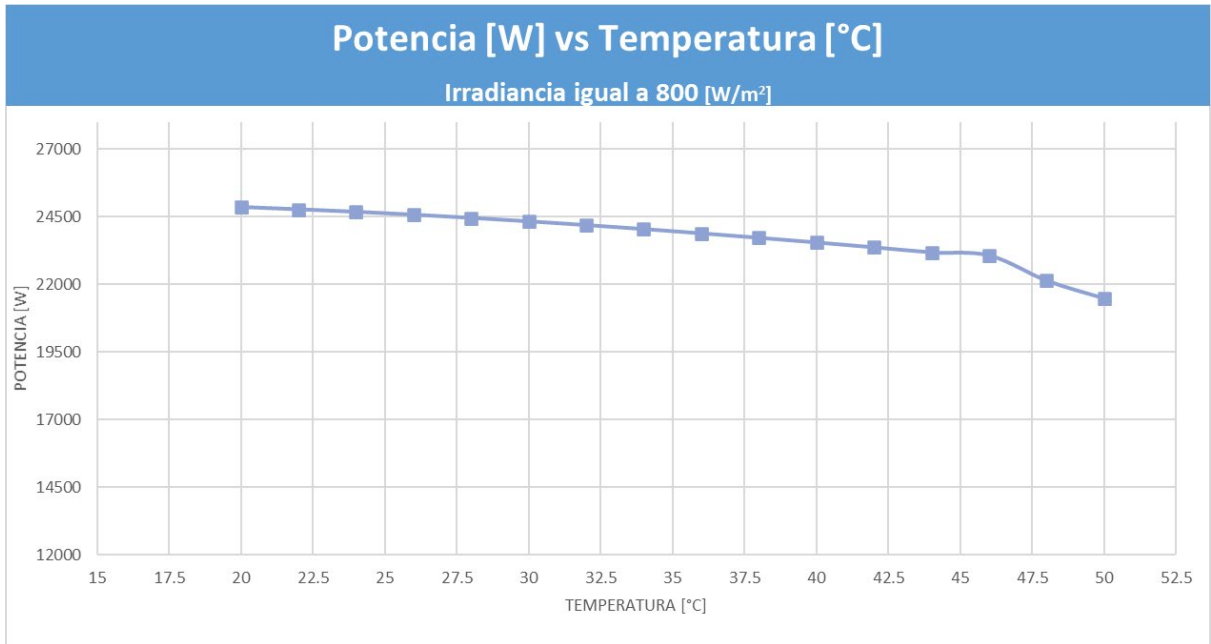




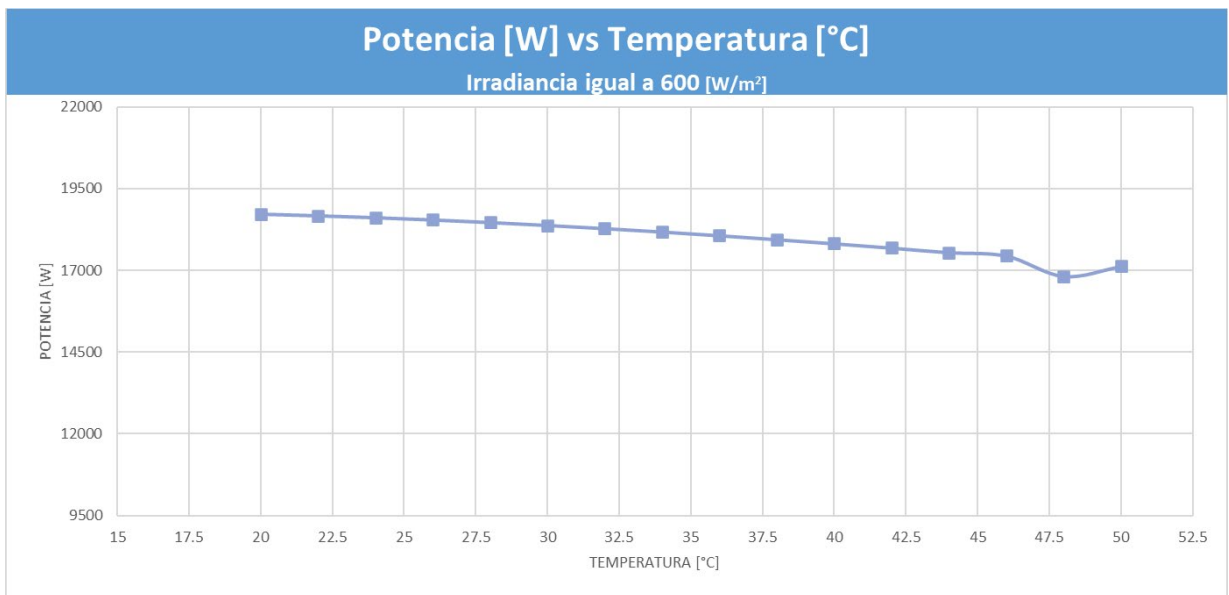
**Ilustración 116** Anexo - Gráfica de Potencia vs Temperatura para convertidor DC-DC perteneciente al inversor 2 con irradiancia fija configurada en 600 W/m<sup>2</sup> y temperatura variable, Nota: No se adjuntan resultados para el convertidor DC-DC del inversor 3 debido a que tiene la misma cantidad y arreglo solar fotovoltaico del inversor 2.



**Ilustración 117** Anexo - Gráfica de Potencia vs Temperatura para convertidor DC-DC perteneciente al inversor 4 con irradiancia fija configurada en 1000 W/m<sup>2</sup> y temperatura variable

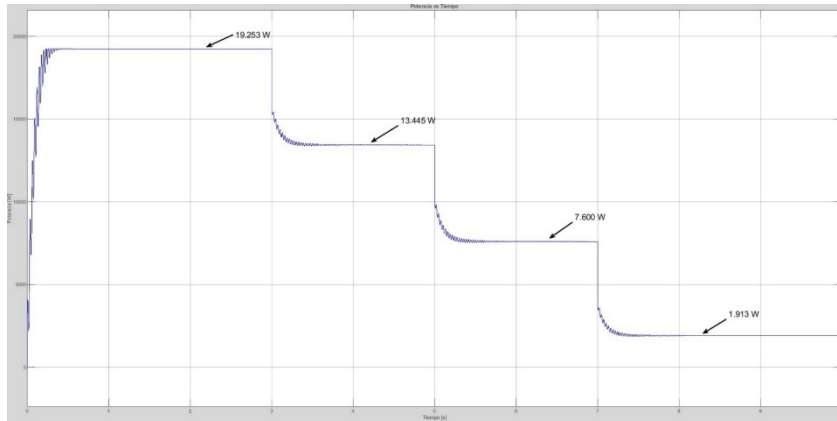


**Ilustración 118** Anexo - Gráfica de Potencia vs Temperatura para convertidor DC-DC perteneciente al inversor 4 con irradiancia fija configurada en 800 W/m<sup>2</sup> y temperatura variable

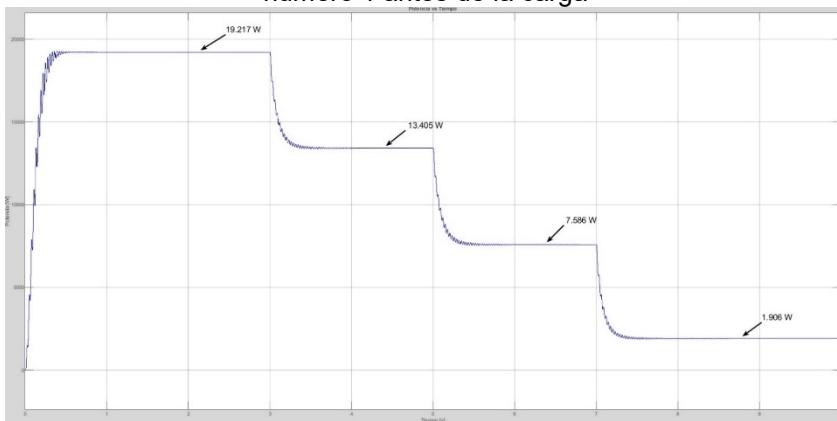


**Ilustración 119** Anexo - Gráfica de Potencia vs Temperatura para convertidor DC-DC perteneciente al inversor 4 con irradiancia fija configurada en 600 W/m<sup>2</sup> y temperatura variable

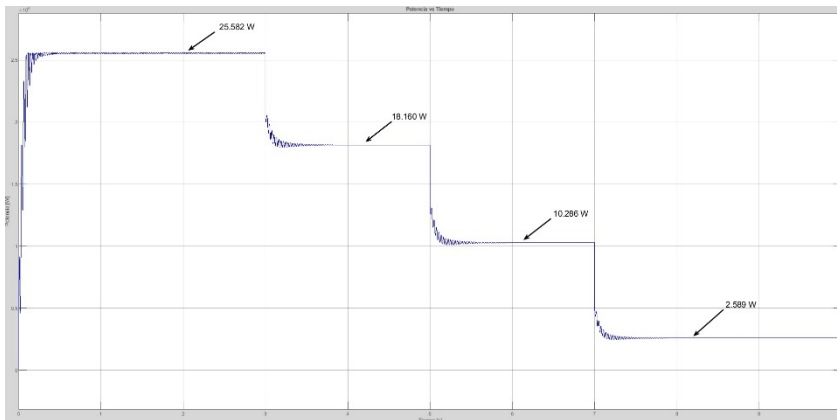
**7.3 Gráficas de Potencia vs Tiempo correspondientes a los resultados obtenidos para cada convertidor DC-DC, evaluados de manera individual mediante el control por medio del algoritmo por conductancia incremental**



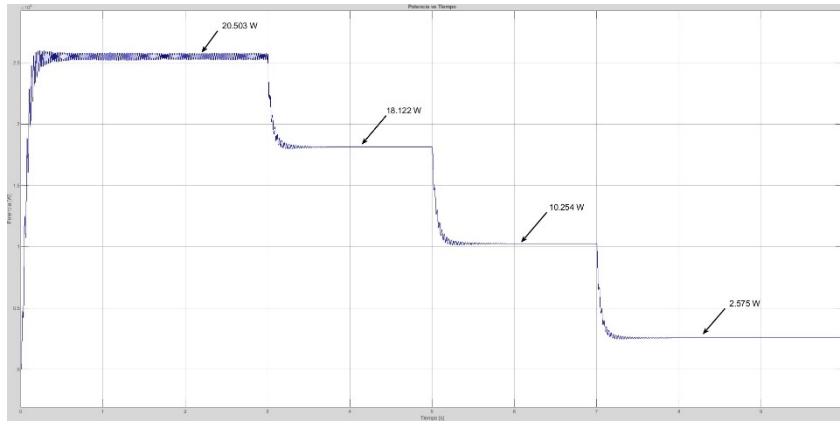
**Ilustración 120** Anexo - Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC para el inversor número 1 antes de la carga



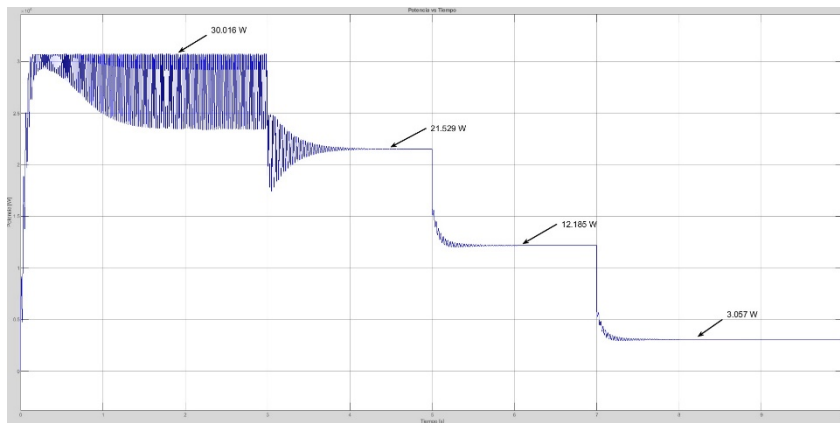
**Ilustración 121** Anexo - Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC para el inversor número 1 después de la carga



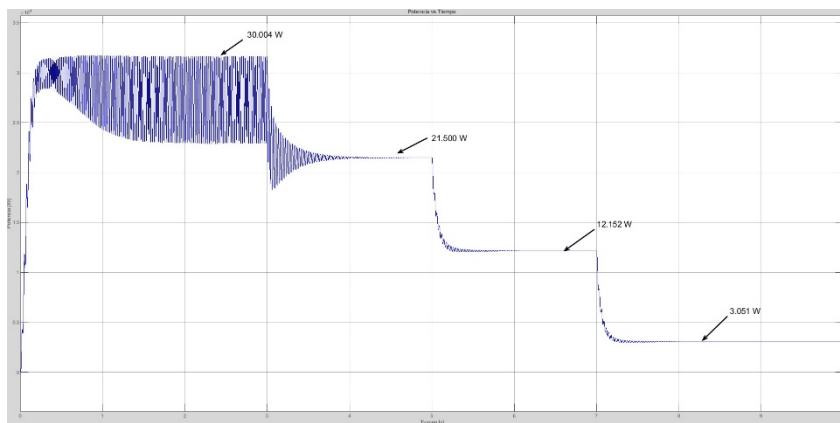
**Ilustración 122** Anexo - Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC para el inversor número 2 antes de la carga



**Ilustración 123** Anexo - Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC para el inversor número 2 después de la carga



**Ilustración 124** Anexo - Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC para el inversor número 4 antes de la carga

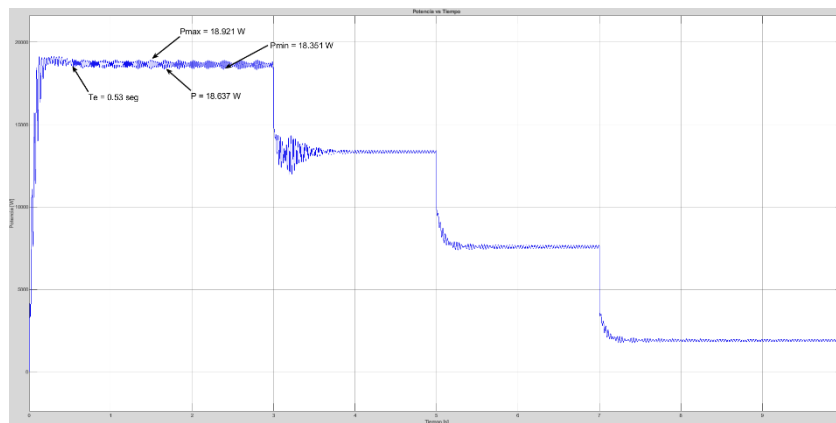


**Ilustración 125** Anexo - Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC para el inversor número 4 después de la carga

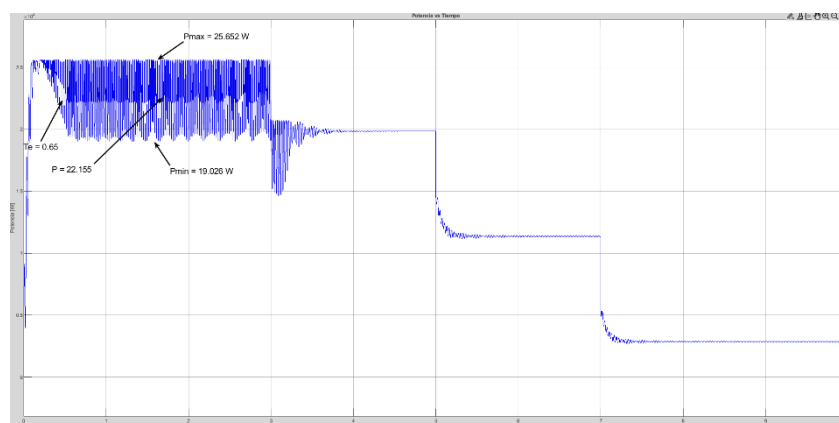
## 7.4 Gráficas de Potencia vs Tiempo correspondientes a los resultados obtenidos para cada convertidor DC-DC, evaluados de manera individual pero integrados en conjunto mediante el control por medio del algoritmo por conductancia incremental

Los resultados finales se analizaron con base en las siguientes definiciones:

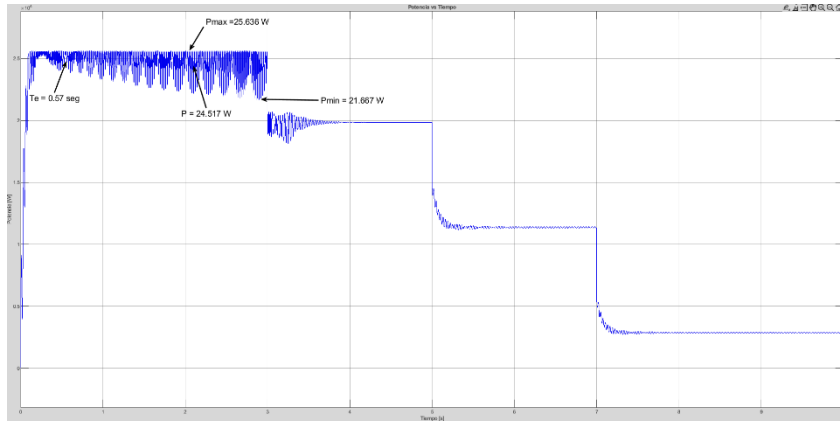
1. P: Es la potencia promedio, la cual se encuentra en la mitad de los valores máximo y mínimo.
2. Pmax: Es la potencia máxima que el sistema es capaz de entregar
3. Pmin: Es la potencia mínima que el sistema es capaz de entregar
4. Te: Es el tiempo de estabilización (tiempo de respuesta) donde el sistema mantiene un comportamiento periódico o estable según sea el caso.



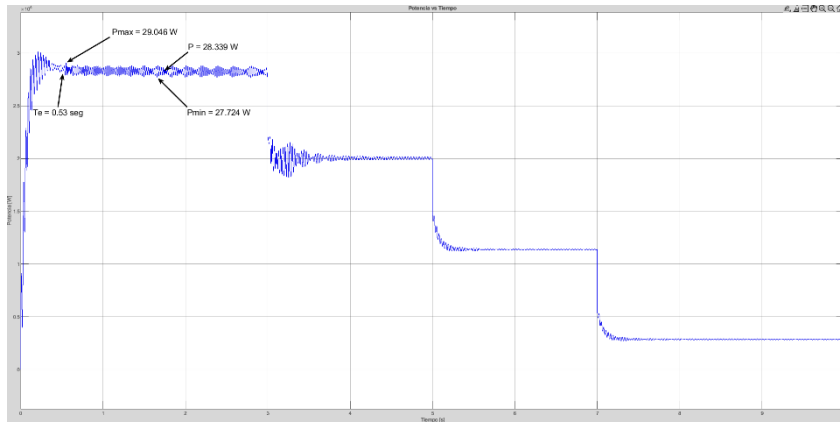
**Ilustración 126** Anexo - Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC para el inversor número 1 y conectado con los demás convertidores DC-DC hacia una única carga



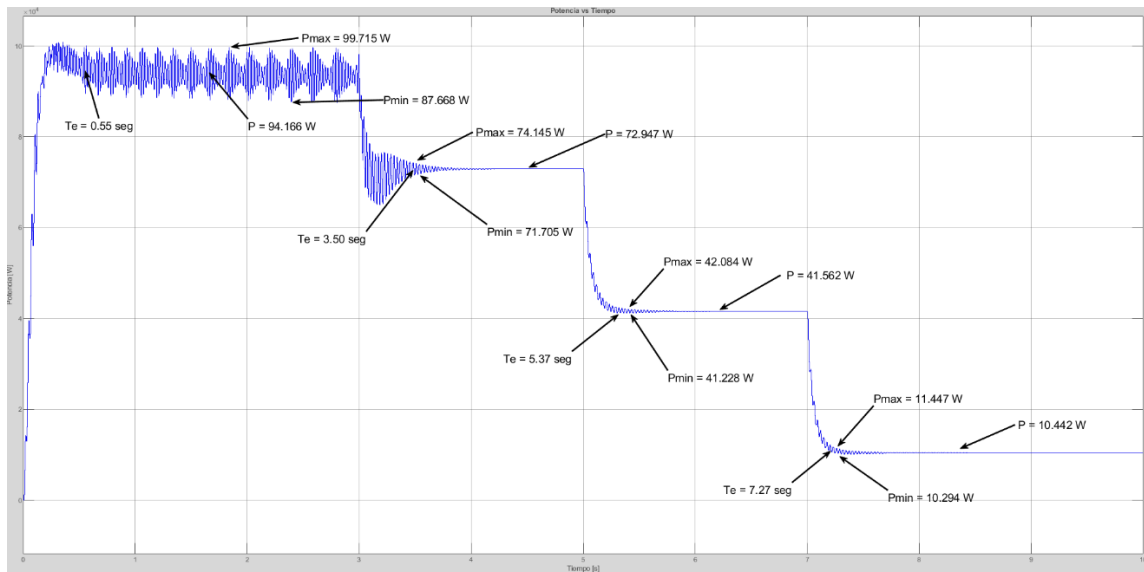
**Ilustración 127** Anexo - Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC para el inversor número 2 y conectado con los demás convertidores DC-DC hacia una única carga



**Ilustración 128** Anexo - Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC para el inversor número 3 y conectado con los demás convertidores DC-DC hacia una única carga

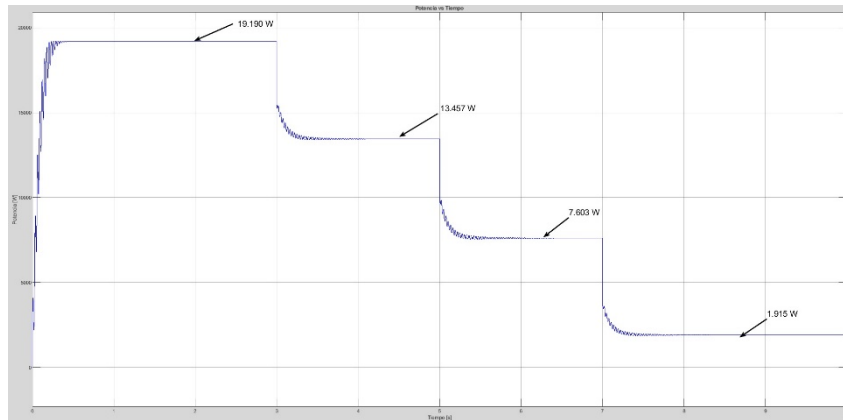


**Ilustración 129** Anexo - Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC para el inversor número 4 y conectado con los demás convertidores DC-DC hacia una única carga

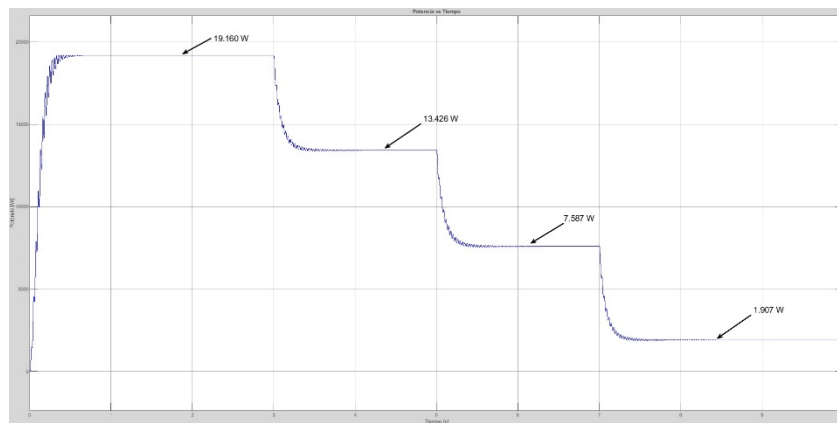


**Ilustración 130** Anexo - Gráfica de Potencia vs Tiempo en los convertidores DC-DC (con control por conductancia incremental) pertenecientes a los 4 inversores de la instalación solar fotovoltaica ubicada en el techo del Edificio Alejandro Sandino.

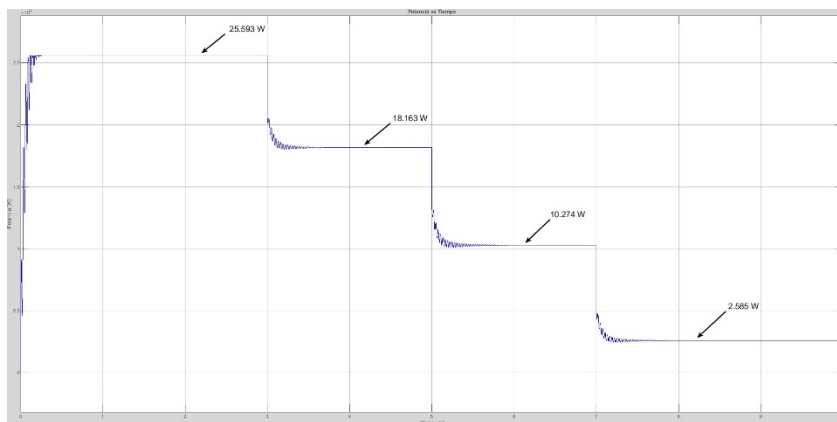
### 7.5 Gráficas de Potencia vs Tiempo correspondientes a los resultados obtenidos para cada convertidor DC-DC, evaluados de manera individual mediante el control por medio del algoritmo por lógica difusa



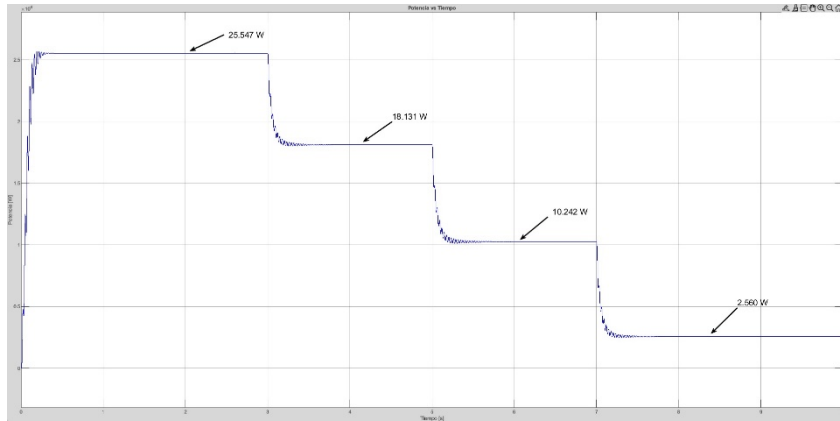
**Ilustración 131** Anexo - Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC (con algoritmo por lógica difusa) para el inversor número 1 antes de la carga



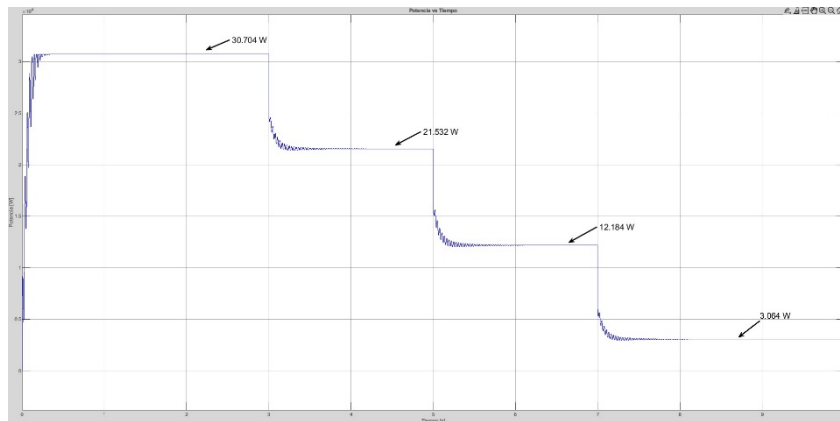
**Ilustración 132** Anexo - Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC (con algoritmo por lógica difusa) para el inversor número 1 después de la carga



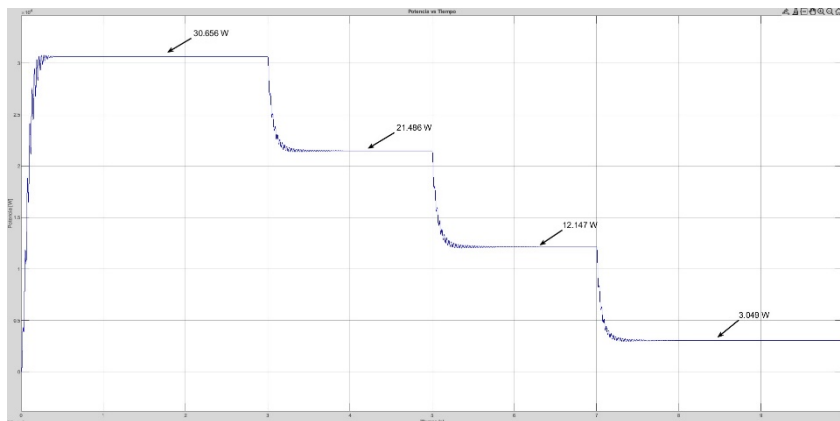
**Ilustración 133** Anexo - Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC (con algoritmo por lógica difusa) para el inversor número 2 antes de la carga



**Ilustración 134** Anexo - Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC (con algoritmo por lógica difusa) para el inversor número 2 después de la carga



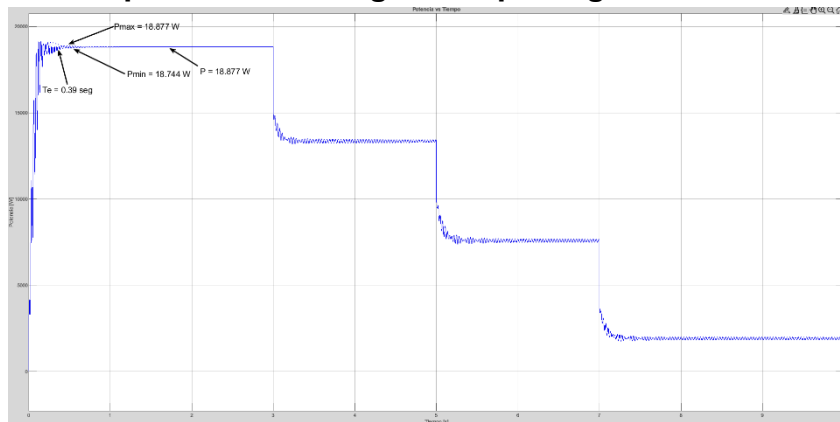
**Ilustración 135** Anexo - Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC (con algoritmo por lógica difusa) para el inversor número 4 antes de la carga



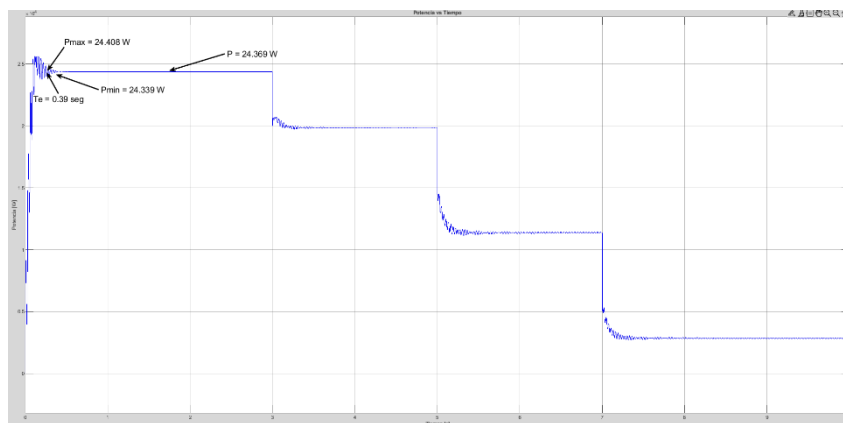
**Ilustración 136** Anexo - Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC (con algoritmo por lógica difusa) para el inversor número 4 después de la carga



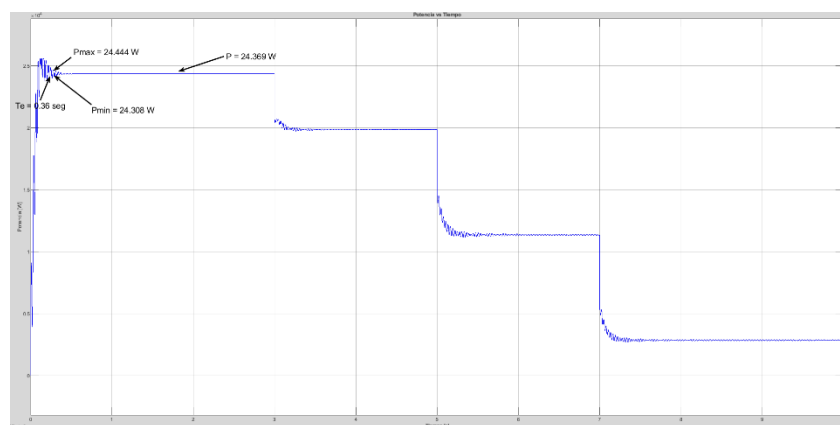
**7.6 Gráficas de Potencia vs Tiempo correspondientes a los resultados obtenidos para cada convertidor DC-DC, evaluados de manera individual pero integrados en conjunto mediante el control por medio del algoritmo por lógica difusa**



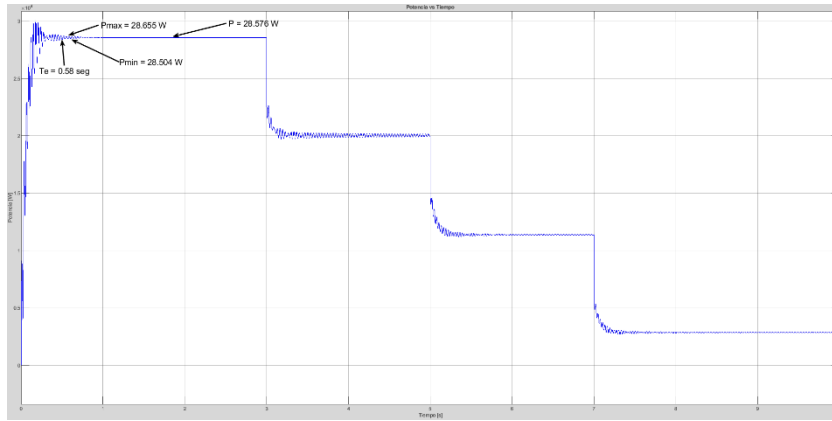
**Ilustración 137** Anexo - Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC para el inversor número 1 y conectado con los demás convertidores DC-DC hacia una única carga



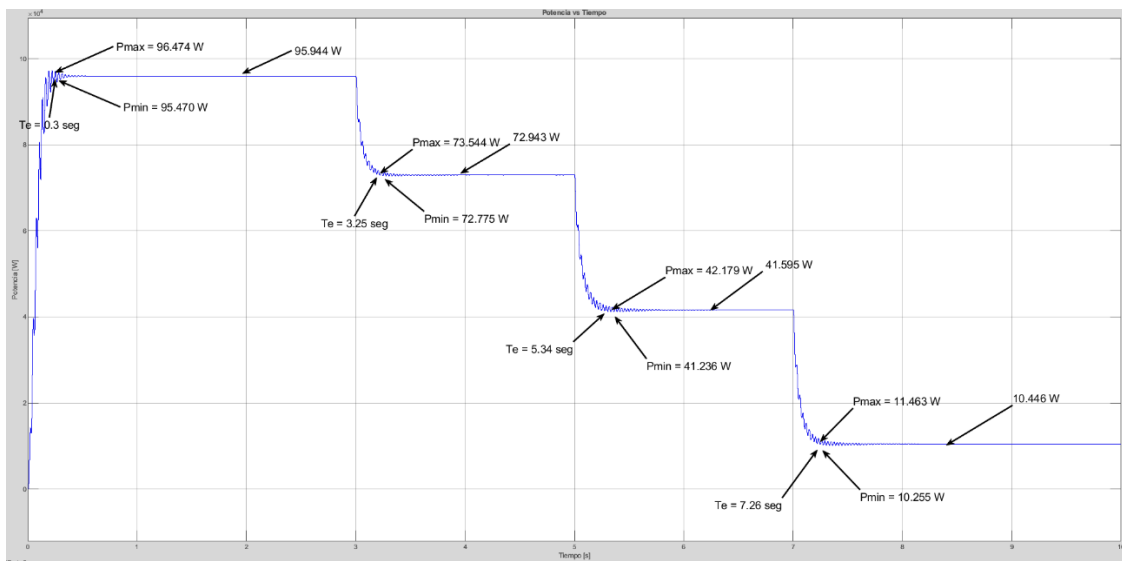
**Ilustración 138** Anexo - Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC para el inversor número 2 y conectado con los demás convertidores DC-DC hacia una única carga



**Ilustración 139** Anexo - Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC para el inversor número 3 y conectado con los demás convertidores DC-DC hacia una única carga

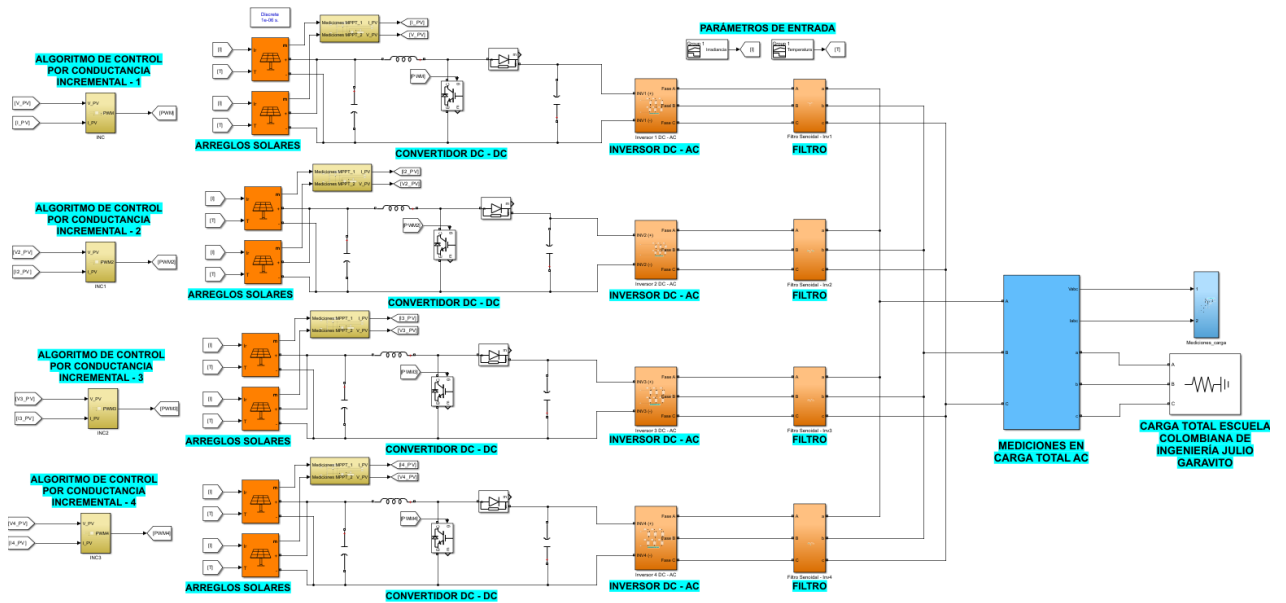


**Ilustración 140** Anexo - Gráfica Potencia vs Tiempo en convertidor DC-DC para el inversor número 4 y conectado con los demás convertidores DC-DC hacia una única carga

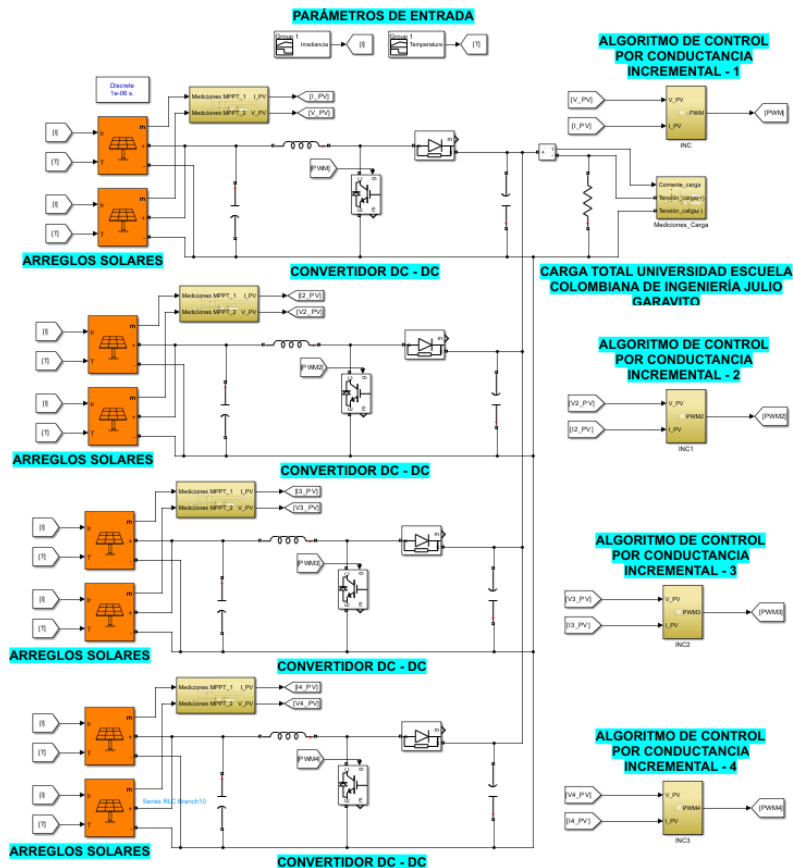


**Ilustración 141** Anexo - Gráfica de Potencia vs Tiempo en los convertidores DC-DC (con control por lógica difusa) pertenecientes a los 4 inversores de la instalación solar fotovoltaica ubicada en el techo del Edificio Alejandro Sandino.

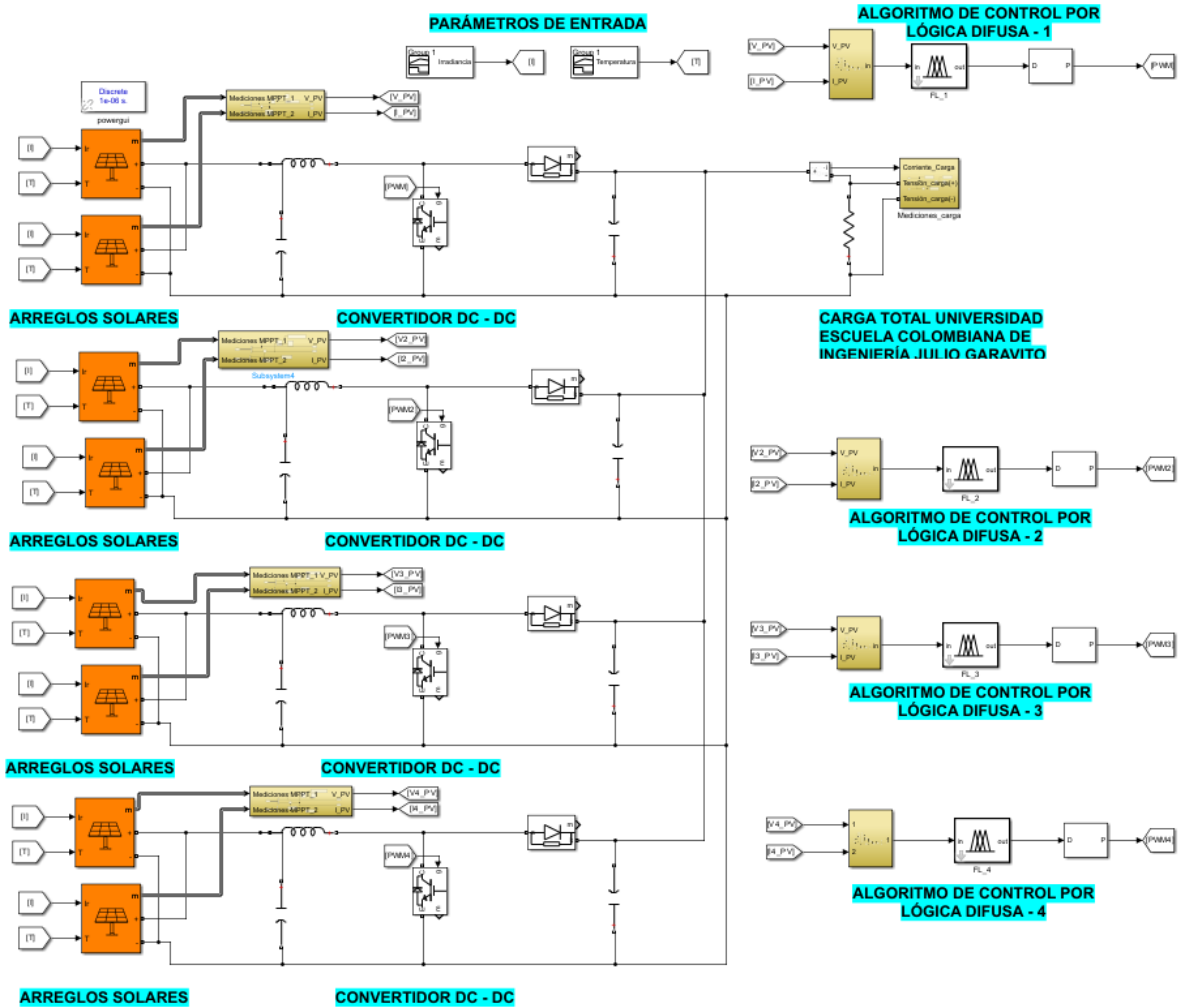
## 7.7 Modelo de simulación total por algoritmo de control por conductancia incremental



**Ilustración 142** Anexo - Modelo de simulación DC/AC (algoritmo de control por conductancia incremental) de la instalación solar fotovoltaica perteneciente a la Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito ubicada en el Edificio Alejandro Sandino



**Ilustración 143** Anexo - Modelo de simulación DC (algoritmo de control por conductancia incremental) de la instalación solar fotovoltaica perteneciente a la Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito ubicada en el Edificio Alejandro Sandino



**Ilustración 144** Anexo - Modelo de simulación DC (algoritmo de control por lógica difusa) de la instalación solar fotovoltaica perteneciente a la Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito ubicada en el Edificio Alejandro Sandino