



Universidad de Valladolid



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID

ESCUELA DE INGENIERIAS INDUSTRIALES

Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales

**Diseño y montaje de un sistema de monitorización
fotovoltaica para el análisis del efecto de la suciedad en la
generación de potencia.**

Autor:

Rico Gutiérrez, Pablo

Tutores:

Lorenzana Iban, Antolín

Construcciones Arquitectónicas,
Ingeniería del Terreno y Mecánica
de los Medios Continuos y Teoría
de Estructuras

Reñones Domínguez, Aníbal

Industria 4.0/Fundación CARTIF

Valladolid, junio 2022.



AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, agradezco a mi tutor Antolín Lorenzana todas las facilidades que me ha dado para la realización de este trabajo. Me ha permitido amoldarme a mi propio ritmo de trabajo y ha atendido con gran rapidez cualquier duda que me ha surgido en el proceso de redacción y corrección, además de ayudarme a formalizar el trabajo y completarlo de la mejor forma.

En segundo lugar, agradecer a la Fundación CARTIF haberme permitido realizar este trabajo a partir del proyecto llevado a cabo con ellos. Gracias a Fernando Gayubo, Director de Gestión de la División de Sistemas Industriales y Digitales, por permitirme formar parte de este grupo de trabajo. Gracias a Aníbal Reñones, Director del Área de Industria 4.0, por su trato, su atención, su ayuda y todo el tiempo empleado entre consultas, revisiones y correcciones. Si este trabajo posee cierto rigor técnico, es en gran parte gracias a él. Gracias a Luíś Ángel Bujedo, Director del Área de Sistemas de Energía, quién me ha guiado por el campo de las instalaciones fotovoltaicas y todo lo relacionado con su funcionamiento.

Por último, me gustaría agradecer a mis compañeros del área de Industria 4.0, Ana Escribano y Mario de la Rosa, todo el tiempo que han empleado en enseñarme y ayudarme. Por permitirme ser uno más del equipo desde el primer día y por estar siempre ahí, sin una mala cara, para ayudarme en todo lo que he necesitado.

Si existe este trabajo es gracias a todos ellos. Por supuesto, cualquier error que se pueda encontrar en este documento se debe únicamente a mi persona y es responsabilidad mía.



ÍNDICE DE CONTENIDOS

ÍNDICE DE FIGURAS	5
ÍNDICE DE TABLAS	7
ÍNDICE DE ECUACIONES	7
RESUMEN	8
ABSTRACT	8
Capítulo I: INTRODUCCIÓN	9
1.1 Motivación del Proyecto.....	10
1.2 Antecedentes	11
1.3 Objetivos	14
1.4 Objetivo académico	14
Capítulo II: MARCO TEÓRICO	15
2.1 Estado del arte (Monitorización Fotovoltaica y análisis del ensuciamiento).....	16
2.1.1 Curvas I-V.....	16
2.1.2 Estaciones de ensuciamiento	18
2.1.3 Mediciones ópticas del ensuciamiento	20
2.1.4 Algoritmos para el análisis del ensuciamiento	23
2.1.5 Mejores horas para realizar las mediciones	25
Capítulo III: ANÁLISIS DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA	26
3.1 Ubicación de la instalación.....	27
3.2 Características de la planta objetivo de estudio	29
3.2.1 Características ambientales.....	29
3.2.2 Características de la estructura soporte de los paneles.....	29
3.2.3 Características de la instalación fotovoltaica	30
3.3 Componentes de la instalación fotovoltaica	31
3.3.1 Paneles fotovoltaicos.....	31
3.3.2 Convertidores de potencia	31
Capítulo IV: DISEÑO Y MONTAJE DEL SISTEMA DE MONITORIZACIÓN.....	35
4.1 Método de monitorización	36
4.2 Componentes del sistema de monitorización	37
4.2.1 Transductores de corriente continua.....	38
4.2.2 Transductores de tensión.....	39
4.2.3 Transductor de corriente alterna	42
4.2.4 Chasis de red y módulo de captura de datos.....	43



4.2.5 Fuentes de alimentación	45
4.2.6 Interruptor magnetotérmico e interruptor diferencial	47
4.3 Esquematación y montaje del sistema de monitorización.....	49
4.4 Conexión del chasis con una red IoT	64
Capítulo V: MONITORIZACIÓN	66
5.1 Ajuste de la interfaz de visualización de datos	67
5.2 Software para el análisis de los datos.....	75
5.3 Adecuación de los elementos del sistema a los valores que son capturados	77
Capítulo VI: CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO	82
6.1 Consecución de los objetivos del trabajo	83
6.2 Vías futuras	84
6.3 Consideraciones adicionales.....	85
BIBLIOGRAFÍA.....	87



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Intensidad del polvo en el mundo [3]	12
Figura 2: Ejemplos de acumulación no uniforme de suciedad [4]	13
Figura 3: Curva I-V del modelo de placa A-127P del módulo fotovoltaico profesional de ATERSA [10].....	17
Figura 4: Trazador de curvas I-V [11]	18
Figura 5: Estructura típica de una estación de ensuciamiento y limpieza [8]	19
Figura 6: “DustIQ”, tecnología de Kipp&Zonnen’s [12]	21
Figura 7: “MARS Soiling Sensor”, tecnología de Atonometric’s [13]	21
Figura 8: Reflexión y refracción de la luz en contacto con el módulo [6].....	22
Figura 9: Comparación de modelos con los datos de una estación de limpieza [8].....	24
Figura 10: Situación de la provincia de Valladolid	27
Figura 11: Parque Tecnológico de Boecillo	28
Figura 12: Localización del edificio en el Parque Tecnológico de Boecillo	28
Figura 13: Modelos de estructuras ECT-O y ECT-R utilizadas en la instalación. Fuente: Proyecto con número de referencia NX-14-011	30
Figura 14: Esquema de conexiones entre módulos e inversor.	30
Figura 15: Conexión de elementos [16]	33
Figura 16: Elementos de la instalación y conexiones entre ellos. Fuente: Fundación CARTIF	33
Figura 17: Distribución de los paneles utilizados. Fuente: Fundación CARTIF	34
Figura 18: Transductor LEM HO 50-S/SP33 [17]	38
Figura 19: Esquema de conexiones del transductor de CC [17]	39
Figura 20: Transductor LV 100-500 [18]	40
Figura 21: Transductor VS750B [19]	40
Figura 22: Transductor DVL 500 [18]	41
Figura 23: Esquema de conexiones de los transductores de tensión [19]	41
Figura 24: Transductor de corriente alterna [18]	43
Figura 25: Esquema de conexiones del transductor de CA [18]	43
Figura 26: Chasis de red NI cDAQ-9181 [20].....	44
Figura 27: Módulo de entrada de voltaje NI 9220 [20]	45
Figura 28: Fuente de alimentación de 15V [22].....	46
Figura 29: Fuente de alimentación de 24V [22].....	46
Figura 30: Conversor CC/CC [23].....	47
Figura 31: Interruptor magnetotérmico [19]	48
Figura 32: Interruptor diferencial [19]	49
Figura 33: Conexiones del cuadro eléctrico (1). Fuente: Fundación CARTIF	50
Figura 34: Conexiones del cuadro eléctrico (2). Fuente: Fundación CARTIF	51
Figura 35: Borna con dos entradas y dos salidas [25].....	52
Figura 36: Conexión de la entrada COM [20].....	53
Figura 37: Croquis de disposición de los elementos dentro del cuadro. Fuente: Fundación CARTIF.	55
Figura 38: Caja de pared para montaje del sistema [26]	56
Figura 39: Pieza Racor Tubo. Fuente: Fundación CARTIF	57
Figura 40: Cuadro eléctrico finalizado con las distintas conexiones. Fuente: Fundación CARTIF	58



Figura 41: Instalación y nomenclatura de las piezas Racor Tubo. Fuente: Fundación CARTIF	58
Figura 42: Conexión transductores CC. Fuente: Fundación CARTIF	59
Figura 43: Conexión VS1 y VS2 en las filas de nueve paneles. Fuente: Fundación CARTIF	60
Figura 44: Conexión VS3 en la salida de los 36 paneles. Fuente: Fundación CARTIF	60
Figura 45: Conexión de los transductores de tensión en los bornes positivo y negativo de las placas. Fuente: Fundación CARTIF	61
Figura 46: Elementos de protección y seguridad para las conexiones de los transductores de tensión. Fuente: Fundación CARTIF	62
Figura 47: Conexión del transductor de CA a la salida del inversor. Fuente: Fundación CARTIF	63
Figura 48: Croquis de conexión de los transductores VS3, VS6 y MT3. Fuente: Fundación CARTIF	64
Figura 49: Ajustes interfaz con escala personalizada para VS1, VS2 y VS3. Fuente: Fundación CARTIF	69
Figura 50: Escala personalizada para VS1, VS2 y VS3. Fuente: Fundación CARTIF	69
Figura 51: Ajustes interfaz con escala personalizada para MT1, MT2 y MT3. Fuente: Fundación CARTIF	71
Figura 52: Escala personalizada para MT1. Fuente: Fundación CARTIF	71
Figura 53: Escala personalizada para MT2. Fuente: Fundación CARTIF	72
Figura 54: Escala personalizada para MT3. Fuente: Fundación CARTIF	73
Figura 55: Ajustes interfaz con escala personalizada para VS6. Fuente: Fundación CARTIF	74
Figura 56: Escala personalizada para VS6. Fuente: Fundación CARTIF	74
Figura 57: Ajustes del software para el análisis de datos. Fuente: Fundación CARTIF	76
Figura 58: Interfaz de visualización. Fuente: Fundación CARTIF	77
Figura 59: Representación gráfica de la Tabla 4	80
Figura 60: Representación gráfica de la Tabla 5	80



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Características del módulo GEPV-165-M	31
Tabla 2: Características de entrada del inversor INGECON SUN 5	32
Tabla 3: Características de salida del inversor INGECON SUN 5	32
Tabla 4: Tensión total generada en diferentes fechas y horas	78
Tabla 5: Corriente total generada en diferentes fechas y horas	79

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1: Dependencia de ISC con la irradiancia y temperatura del módulo [9].....	16
Ecuación 2: Dependencia de VOC con la temperatura del módulo [9]	17
Ecuación 3: Corriente total máxima que entra al inversor	32
Ecuación 4: Tensión total máxima que entra al inversor.....	32
Ecuación 5: Corriente máxima de cortocircuito que entra al inversor	32
Ecuación 6: Tensión máxima de circuito abierto que entra al inversor.....	32
Ecuación 7: Ley de Ohm	54
Ecuación 8: Transformación de la señal de entrada de VS1, VS2 y VS3	68
Ecuación 9: Transformación de la señal de entrada de MT1.....	70
Ecuación 10: Transformación de la señal de entrada de MT2.....	72
Ecuación 11: Transformación de la señal de entrada de MT3.....	72
Ecuación 12: Transformación de la señal de entrada de VS6	73



RESUMEN

En la actualidad, el uso de la energía fotovoltaica es ya una realidad y constituye una de las fuentes de energía renovables más utilizadas y rentables. Gracias a este cada vez mayor entendimiento de la tecnología, esta se ha vuelto más accesible y ya es habitual que empresas y particulares decidan instalarse sistemas fotovoltaicos orientados al autoconsumo.

Sin embargo, su rendimiento está directamente influenciado por la intensidad de la radiación solar que les llega a las placas y una de las mayores fuentes de pérdidas es la suciedad que se deposita sobre ellas. Con el objetivo de reducir estas pérdidas, se ha diseñado un sistema de monitorización de los valores de salida de las placas, que mediante una red IoT permite el análisis de los datos obtenidos de forma remota. Con el tratamiento de estos datos se podrá diseñar una estrategia de limpieza personalizada de los módulos en futuras investigaciones.

Palabras clave: Sistemas fotovoltaicos, suciedad, perdidas, sistema de monitorización, análisis remoto de los datos.

ABSTRACT

The use of photovoltaic energy is a reality and also one of the most used ways in the generation of energy from sustainable sources. Thank on the better understand of this technology, it has become more accessible, and the enterprises and particulars decide to install photovoltaic systems to create energy for their own use on a daily basis.

Anyway, its performance depends directly on the intensity of the sun light which reach the photovoltaic modules. Because of this, the soiling of the modules is one of the most common ways of reducing the energy generation. With the goal of lowering this type of loses, the design of a monitoring system for the output of the system is made. Using an IoT network allows to analyse the DATA remotely. After understanding the DATA, a personalized cleaning strategy for the modules can be created in future investigations.

Key words: Photovoltaic systems, soiling, loses, monitoring system, remote DATA analysis.



Capítulo I: INTRODUCCIÓN



1.1 Motivación del Proyecto

La generación de energía mediante el uso de fuentes renovables es el presente que piensa en el futuro. El uso de fuentes de energía no renovables siempre ha sido la forma principal de obtener energía, aunque es en las energías renovables donde desde hace tiempo se invierte una mayor cantidad de investigación y tecnología.

Gracias a este mejor entendimiento de la tecnología, esto la hace más accesible a todos los públicos. Esta es la razón por la que cada vez más particulares y empresas deciden instalar paneles fotovoltaicos, ya sea para autoconsumo o para inyectarla en la red eléctrica y sacar un beneficio económico. Otro de los beneficios de la utilización de módulos fotovoltaicos es el bajo coste de explotación, que es prácticamente inexistente. Ya sean paneles con sistemas de guiado, que mediante oscilación varían su posición de forma que los rayos solares incidan con el ángulo más próximo a 90° para que se produzcan menos pérdidas, o mediante estructuras fijas, no es necesaria la intervención del ser humano durante el proceso para que se genere energía.

Aunque son mayores sus ventajas frente a sus desventajas, existen ciertos inconvenientes que hoy en día tienen una gran influencia en su generación de potencia. El principal es la temperatura que alcanzan los módulos al estar expuestos a la radiación solar durante todo el día. Las altas temperaturas que se obtienen en los módulos perjudican a una de las principales magnitudes (Tensión de circuito abierto (V_{oc})[V]) que generan la potencia eléctrica a través de los paneles. Más adelante se explica su relación. Este tipo de pérdidas son inevitables al estar el sistema expuesto a la radiación solar y por tanto escapan del control de las personas.

Sin embargo, existen otros tipos de pérdidas sobre las cuales sí se puede actuar con el objetivo de minimizarlas. Aquí se hace referencia a las pérdidas debidas a la suciedad depositada sobre los módulos. Al igual que la temperatura tiene una influencia directa en la generación, al mismo nivel se encuentra la influencia debida a la irradiancia [W/m^2] que llega a los paneles, que influye sobre otra de las magnitudes principales en la generación (Corriente de cortocircuito (I_{sc}) [A]). Cuanta más suciedad se deposite sobre los módulos, menor es la irradiancia y por lo tanto se produce menor corriente, derivando en una menor potencia. Más adelante se explica su relación. Actuando sobre estas pérdidas debidas al ensuciamiento, se consigue aumentar la eficiencia del sistema y obtener un mayor rendimiento de la instalación. La forma más sencilla es limpiando los paneles, de forma que se eliminen las partículas de polvo u otros sedimentos que los ensucien.



Hay que destacar que existe una amplia variedad de plantas y tamaños, desde unos pocos kilovatios hasta varios megavatios, por lo que es necesario realizar ciertas distinciones. Para plantas de pocos kilovatios, instaladas para autoconsumo por particulares o empresas, puede ser suficiente con que un operario los lave cada cierto tiempo. Es una tarea que se realiza en pocas horas de trabajo. Sin embargo, para plantas de varios megavatios no es viable esta forma de actuación, ya que normalmente se necesita una gran cantidad de tiempo y recursos para limpiarlos. Es por ello por lo que es necesario generar una estrategia óptima para la limpieza de los módulos, que se debe basar en cómo afecta la cantidad de suciedad depositada a la generación de energía por parte de los módulos y por tanto al beneficio económico que aportan.

Gracias a este sistema y al análisis de los datos que con él se obtienen, tanto las plantas más reducidas como las más extensas podrán analizar el efecto de la suciedad para generar la mejor estrategia para la limpieza de los módulos, en una continuación futura del trabajo, de forma que se ahorre tiempo y recursos. Aunque más adelante se aclaran los objetivos, el cálculo de los parámetros que permiten generar la estrategia de limpieza óptima a partir de los datos recogidos, forma parte de futuras investigaciones y no constituye un objetivo en este proyecto.

1.2 Antecedentes

Desde hace tiempo se estudia la influencia del ensuciamiento de las placas en la generación de energía. Análisis llevados a cabo por Qasem [1] y por miembros del concilio de investigadores de Noruega y Sudáfrica [2], observaron una diferencia de un 2,8% en la irradiancia colectada por los módulos en función de la densidad del polvo adherido a la superficie de las placas. Se han observado variaciones en las pérdidas por ensuciamiento, que oscilan entre 1%-7% en España hasta el 10% en lugares como Kuwait. Esto es debido a la alta variabilidad existente entre las diferentes ubicaciones de las instalaciones fotovoltaicas. Las composiciones y densidades del polvo depositado en las placas difieren en gran medida en función de la ubicación, la estacionalidad y el clima, entre otros factores a tener en cuenta. En la Figura 1 se representa un mapa global en el que *M.R.Maghami et al.* [3] presentan la intensidad con la que influye el polvo a los paneles fotovoltaicos.

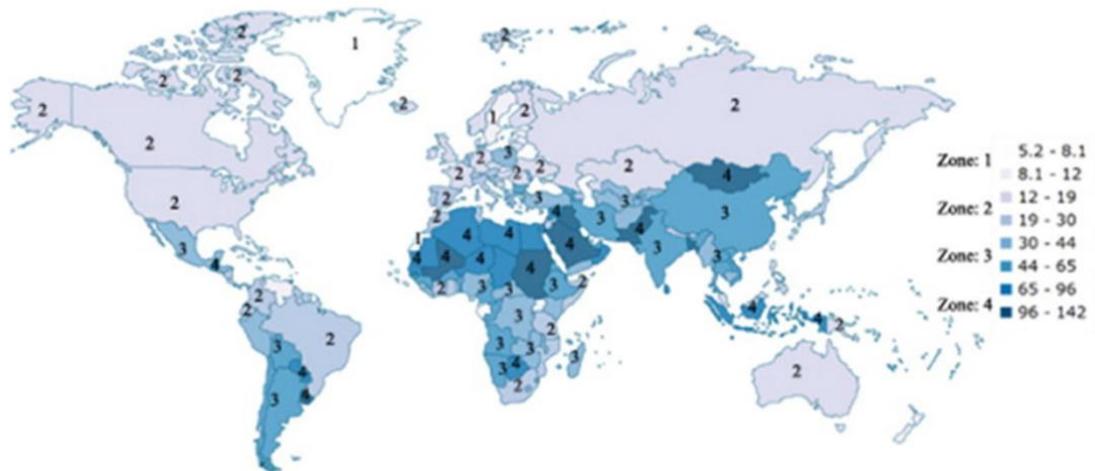


Figura 1: Intensidad del polvo en el mundo [3]

Las regiones más sombreadas son aquellas en las que su influencia es mayor. Debido a esto, las pérdidas y futuras acciones a llevar a cabo en las instalaciones variarán de una ubicación a otra y será necesario un análisis local de los datos para construir una estrategia de limpieza.

En esta estrategia también influyen distintos fenómenos naturales que afectan a los módulos produciendo una limpieza natural de los mismos. La lluvia, la nieve o el viento pueden actuar como limpiadores, es por ello que su efecto se debe tener en cuenta.

En 2018, *Kazmerski et al.* [4], clasificaron las distintas formas en que la suciedad se puede depositar sobre los paneles. Atendiendo a este criterio, se establecen tres tipos distintos de acumulación de suciedad no uniforme. En la Figura 2, aparecen representadas.

- Acumulación en los laterales: Debido a las esquinas y el soporte, además de la gravedad, se termina acumulando suciedad en los bordes de las placas.
- Ondas: Debido a la acción del viento y de la lluvia, la suciedad se extiende a lo largo del módulo adquiriendo forma de onda.
- Deposiciones: Debidas a formas irregulares que son depositadas por animales o por el viento, ya sean de origen orgánico o inorgánico.



Figura 2: Ejemplos de acumulación no uniforme de suciedad [4]

Debido a sus diferencias, el efecto que tienen sobre la recepción de la radiación solar por parte de los paneles es distinto. En el año 2013, *Gostein et al.* [5], observó pérdidas en la corriente generada por los módulos hasta un 10% mayores en los casos en que el ensuciamiento no fue uniforme.

Históricamente, la forma más empleada para el estudio del ensuciamiento de las placas y cómo esto afecta a su rendimiento, es la utilización de una célula o módulo de referencia. Esta célula es limpiada cada poco tiempo, de forma que se puede asumir que el efecto de la suciedad sobre su generación de potencia es prácticamente nulo. Basándose en el funcionamiento de esta célula, se puede comparar el efecto diario que tiene la suciedad sobre aquellas placas que son ensuciadas de forma natural. La comparación se efectúa mediante dos parámetros, el “*Soiling Ratio*” y el “*Soiling Rate*”, que se explicarán más adelante. Si no se dispone de estaciones que permitan analizar de forma directa el efecto de la suciedad, existen dos métodos basados en el rendimiento de la planta.

El primero de ellos, conocido como “*Fixed Rate Precipitation (FRP)*” [6], establece un “*Soiling Ratio*” del 100% (no se producen pérdidas) durante días de lluvia y un determinado número de días posteriores. Después de estos días, se reduce diariamente el “*Soiling Ratio*” en un factor igual al “*Soiling Rate*” de ese día.

El segundo, conocido como “*Stochastic Rate and Recovery (SRR)*” [7], no proporciona un perfil diario de ensuciamiento, sino que analiza cambios en el “*Soiling Ratio*”. Mediante una simulación de Montecarlo calcula el “*Soiling Rate*” y las pérdidas anuales de forma más precisa que otros métodos.



1.3 Objetivos

El principal objetivo que se persigue con este proyecto es el diseño de un sistema que permita una monitorización en tiempo real de una planta fotovoltaica y proporcione datos sobre la forma en que la suciedad de los módulos está afectando a la potencia generada por la instalación. Estos datos permitirán, en una continuación del trabajo por parte de los investigadores de la Fundación CARTIF, la generación de una estrategia de limpieza personalizada y en cuyo comportamiento están presentes factores estacionales que de otra forma podrían no tenerse en cuenta.

Otro de los objetivos es demostrar que el sistema personalizado diseñado para esta instalación permite determinar con gran fiabilidad el comportamiento de los paneles y disponer de sus valores de salida para analizarlos y llevar a cabo las acciones necesarias.

1.4 Objetivo académico

Este trabajo también conforma la última asignatura del curso, en la cual se busca no solo emplear el resto de las competencias tanto generales como específicas adquiridas a lo largo de la titulación, sino también complementarlas y mejorarlas. Aunque es cierto que varias de ellas aparecen en este proyecto, hay algunas que destacan en la realización de este Trabajo Fin de Grado.

Algunas como la capacidad de expresión oral y escrita o la capacidad para el manejo de especificaciones técnicas aparecen en todos los trabajos como base para su elaboración. En aspectos generales, este se ha centrado en otras capacidades igual de importantes como la capacidad para diseñar y desarrollar proyectos y la capacidad para actuar éticamente y con compromiso social, además de otras. De forma más concreta, en el subcapítulo 6.4 se detallan todas las competencias y capacidades trabajadas en cada una de las fases que han conformado este trabajo.

La consecución de estas competencias puede ser tomada como otros objetivos a cumplir con el proyecto.



Capítulo II: MARCO TEÓRICO



2.1 Estado del arte (Monitorización Fotovoltaica y análisis del ensuciamiento)

En la actualidad existen varias maneras de analizar el efecto de las pérdidas sobre la generación de potencia de las placas fotovoltaicas. Algunos de los métodos más utilizados ya han sido comentados con anterioridad, como son el “FRP” y el “SRR”, que están basados en estimaciones a partir de un valor real, que es la potencia que generan las placas. Sin embargo, existen otros métodos que se basan en datos recogidos directamente de las placas. Los de este tipo son los más utilizados, aunque también poseen ciertas limitaciones.

A continuación, basándose en la diferenciación llevada a cabo por *J. Gabriel Bessa et al.* [8], se analizan algunos de ellos y se observan sus ventajas e inconvenientes.

2.1.1 Curvas I-V

Las curvas I-V hacen referencia a gráficas en dos ejes, en los cuales se representa la corriente frente a la tensión que puede producir un panel fotovoltaico. Esta representación está directamente influenciada por la irradiancia (G) que llega al módulo [W/m^2] y la temperatura del módulo (T) [$^{\circ}\text{C}$]. Esta dependencia se deduce de las fórmulas que proporcionan la corriente de cortocircuito (I_{sc}) [Ecuación 1] y la tensión de circuito abierto (V_{oc}) [Ecuación 2], expresadas en su forma más común según indican *H. Ibrahim et al.* [9]. La corriente de cortocircuito (I_{sc}) es la máxima corriente que puede atravesar los diodos que componen los módulos, colocados en serie entre unos módulos y otros. La tensión de circuito abierto (V_{oc}) es la máxima diferencia de potencial que se puede generar entre los bornes positivo y negativo de la placa fotovoltaica.

$$I_{sc}(G, T) = \frac{G}{G_{STC}} [I_{sc,STC} + \mu_{I_{sc}} (T - T_{STC})]$$

Ecuación 1: Dependencia de ISC con la irradiancia y temperatura del módulo [9]



$$V_{oc}(T) = V_{oc,STC} + \mu_{Voc}(T - T_{STC})$$

Ecuación 2: Dependencia de VOC con la temperatura del módulo [9]

- G_{STC} : Irradiancia en condiciones estándar
- T_{STC} : Temperatura del módulo en condiciones estándar
- $I_{sc,STC}$: Corriente de cortocircuito en condiciones estándar
- $V_{oc,STC}$: Tensión de circuito abierto en condiciones estándar
- η_{Isc} , η_{Voc} : Coeficientes térmicos de corriente de cortocircuito (A/°C) y de tensión de circuito abierto (V/°C)

Normalmente, es el fabricante quién proporciona esta representación, basada en condiciones estándar de referencia (STC), las cuales son 25°C y 1000 W/m². En la Figura 3 se muestra una representación de la curva I-V para una placa fotovoltaica con 7,95 A de $I_{sc,STC}$ y 22,05 V de $V_{oc,STC}$.

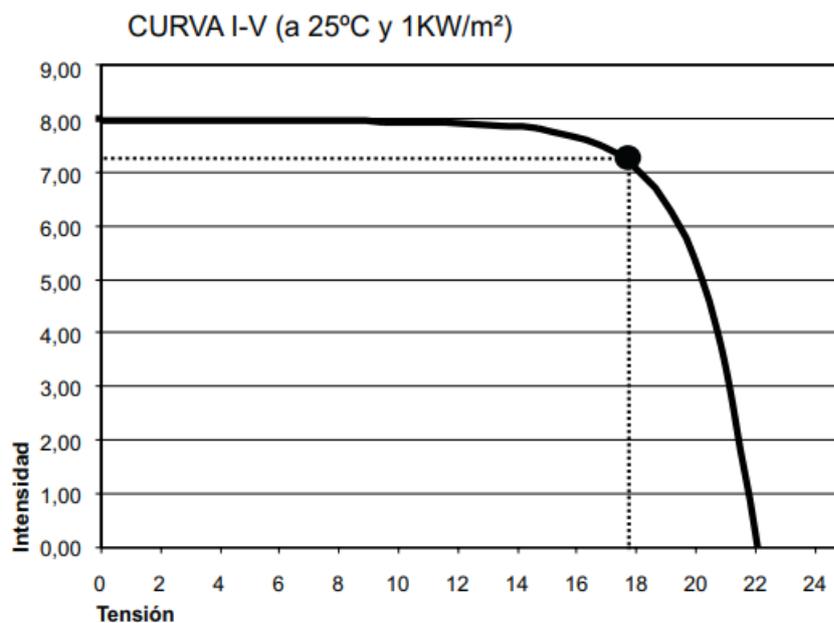


Figura 3: Curva I-V del modelo de placa A-127P del módulo fotovoltaico profesional de ATERSA [10]

Para la representación directa de las curvas I-V, existen instrumentos de medición, los cuales incorporan sensores que permiten medir la temperatura del módulo (pegándolos a la parte posterior de este en el momento de la prueba) y para medir la radiación que le llega (colocándolo en el mismo ángulo y altura que el panel que se quiere medir). Una vez colocados estos sensores,

se hace circular por la placa distintos valores de corriente de cortocircuito en el rango de 0 a I_{sc} mientras se calculan los valores que para cada punto proporcionan V_{oc} . Variando de la misma forma la V_{oc} se obtienen los valores de I_{sc} . Con estos valores medidos y calculados, el instrumento [Figura 4] proporciona la curva I-V en condiciones reales de operación.



Figura 4: Trazador de curvas I-V [11]

Por último, estas representaciones también indican el punto de máxima potencia (MPP), que es la combinación de I_{sc} y V_{oc} en los que el panel puede generar su máxima potencia en las condiciones de operación en las que se ha construido la curva. En las representaciones, este valor viene indicado por el área interior del rectángulo con líneas discontinuas.

Esta forma de análisis es sin duda la más precisa, puesto que proporciona datos reales de cada placa en cada momento de medición, sin embargo, su coste de operación es excesivo. Es necesario un instrumento de medida para cada placa, además del sistema que permita analizar estos datos de forma remota para así poder tomar decisiones.

2.1.2 Estaciones de ensuciamiento

En la actualidad, las estaciones de ensuciamiento son la forma más común y utilizada para analizar la suciedad de las placas y su efecto. Estas estaciones están compuestas por tres partes bien diferenciadas.

En primer lugar, se encuentra la célula de referencia. Esta célula se trata de un pequeño panel fotovoltaico, compuesto de pocos módulos, que está unido a una estación de limpieza automática. Esta estación generalmente utiliza agua



a una cierta presión que rocía sobre el panel, de forma que elimine la suciedad en él depositada.

En segundo lugar, se encuentra otro panel fotovoltaico que se deja ensuciar libremente. Colocando la estación en una posición representativa de las placas de la instalación que se quiere estudiar, se puede aceptar la hipótesis de que la forma en la que se deposita la suciedad en el panel de la estación es equiparable con la forma de ensuciamiento del resto de los paneles de la instalación objeto de estudio.

Por último, tanto el panel de limpieza automática como el que se ensucia libremente, están conectados a un sistema de medición y control. Este sistema recoge los valores de salida de las placas y los analiza. De forma más general, la técnica de análisis y comparación más utilizada, si se dispone de los datos necesarios, es la del cálculo del “*Soiling Ratio*” (r_s) y el “*Soiling Rate*”. En la Figura 5 se muestra un esquema de una estación de limpieza.

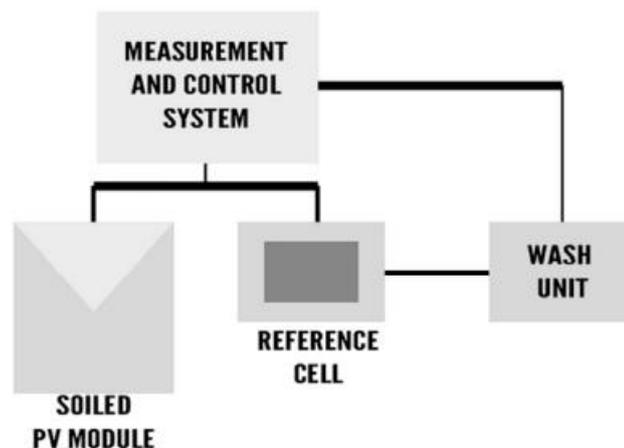


Figura 5: Estructura típica de una estación de ensuciamiento y limpieza [8]

Respecto a los valores de análisis más utilizados, algunos de ellos ya se han introducido. El “*Soiling Ratio*” es definido por la Comisión internacional de Electrotecnia como la relación entre el valor de salida del panel sucio y el valor de salida esperado del mismo panel si este no tiene suciedad depositada, con valores entre 0 y 1. De esta relación se puede derivar otro término con interpretación más directa, que es el Nivel de Ensuciamiento, que se interpreta como “ $1 - \text{Soiling Ratio}$ ”. Si tras una medición y comparación se obtiene un “*Soiling Ratio*” de valor 1, esto implica que el Nivel de Ensuciamiento es de cero, por lo tanto, el panel no tiene suciedad depositada en él y está proporcionando la máxima salida posible para las condiciones de operación de



la medición. A medida que la suciedad se vaya depositando sobre el módulo, disminuye el “*Soiling Ratio*” y aumenta el Nivel de Ensuciamiento.

Existen dos valores de salida representativos del funcionamiento de los paneles. Ellos son la potencia máxima generada (P_{max}) [W] y la corriente de cortocircuito (I_{sc}) [A]. En ambos valores se puede observar la dependencia del máximo valor de salida con la suciedad depositada sobre los paneles, sin embargo, investigadores de la Universidad de Jaén [8] han encontrado efectos distintos en las curvas I-V y P-V para condiciones de ensuciamiento homogéneo o no homogéneo. Según indican, en condiciones de ensuciamiento homogéneo, el “*Soiling Ratio*” calculado a partir de la potencia máxima o de la corriente de cortocircuito difiere en tan solo dos centésimas ($r_{s,Isc} = 0.99$, $r_{s,Pmax} = 0.97$). Para condiciones de ensuciamiento no homogéneo, los “*Soiling Ratio*” calculados presentan diferencias más grandes ($r_{s,Isc} = 0.97$, $r_{s,Pmax} = 0.65$). Tal como se indica en [6], esta diferencia se debe a la tecnología que poseen los módulos fotovoltaicos. Ante condiciones de ensuciamiento no homogéneo, los diodos en el interior de los módulos interpretan esta suciedad como sombras parciales y se “*bypassean*” para no quemarse. Este efecto reduce en gran medida la potencia generada por el panel, aunque no afecta tanto a la corriente de cortocircuito.

Otro de los indicadores de la evolución de la suciedad depositada sobre los paneles y su evolución temporal es el “*Soiling Rate*”. Se define como la proporción diaria en la que se reduce el “*Soiling Ratio*” y se suele expresar en valores negativos de [%/día].

2.1.3 Mediciones ópticas del ensuciamiento

Con el principal objetivo de reducir costes y aumentar la fiabilidad de los sistemas de monitorización del ensuciamiento, se han desarrollado sensores ópticos que estiman el “*Soiling Ratio*” a partir de las características de la suciedad que se ha depositados sobre ellos. En las Figuras 6 y 7 se ilustran dos de los sensores que utilizan esta tecnología para el análisis del efecto de la suciedad.



Figura 6: "DustIQ", tecnología de Kipp&Zonnen's [12]



Figura 7: "MARS Soiling Sensor", tecnología de Atonometric's [13]

Estas tecnologías no requieren de estaciones de limpieza, sino que utilizan métodos ópticos con los que se consigue extrapolar el efecto de la suciedad. "DustIQ" emite una luz monocromática en la parte posterior de los módulos que posee el dispositivo, los cuales se han ensuciado y se utiliza un fotorreceptor para medir la reflexión generada por la suciedad. A partir de estos datos se estiman las pérdidas por ensuciamiento. En la Figura 8 se presenta una imagen

en la que se puede observar el efecto de reflexión que produce un haz de luz al entrar en contacto con el módulo y como le afecta la suciedad depositada en él.

“MARS Soiling Sensor” funciona de forma distinta. Una cámara digital que incorpora realiza una fotografía y se mide el impacto de la suciedad en el brillo de la imagen. En relación con el impacto que ha tenido la suciedad sobre el brillo de la imagen, se extrapolan relaciones sobre el ensuciamiento.

Esta tecnología es novedosa y lleva poco tiempo en uso, aunque las diferencias que se han observado difieren en tan solo un 1% del “Soiling Rate” mensual en comparación con una estación de limpieza. [8]

La principal desventaja que presentan estas mediciones con sensores ópticos es, de acuerdo con [8], el uso de tan solo una imagen para realizar la estimación de las pérdidas por ensuciamiento. Debido a esto, los sensores asumen un perfil plano de transmitancia para todo el espectro de longitudes de onda. Al asumir esto, el efecto producido por alguna de las longitudes de onda del haz de luz no es tenido en cuenta y por lo tanto el efecto medio del haz puede diferir en gran medida del generado por la longitud de onda más representativa del espectro. Además, se debe tener en cuenta que las diferentes tecnologías de los módulos fotovoltaicos se comportan de distinta manera, generando distintas eficiencias para los mismos haces de luz.

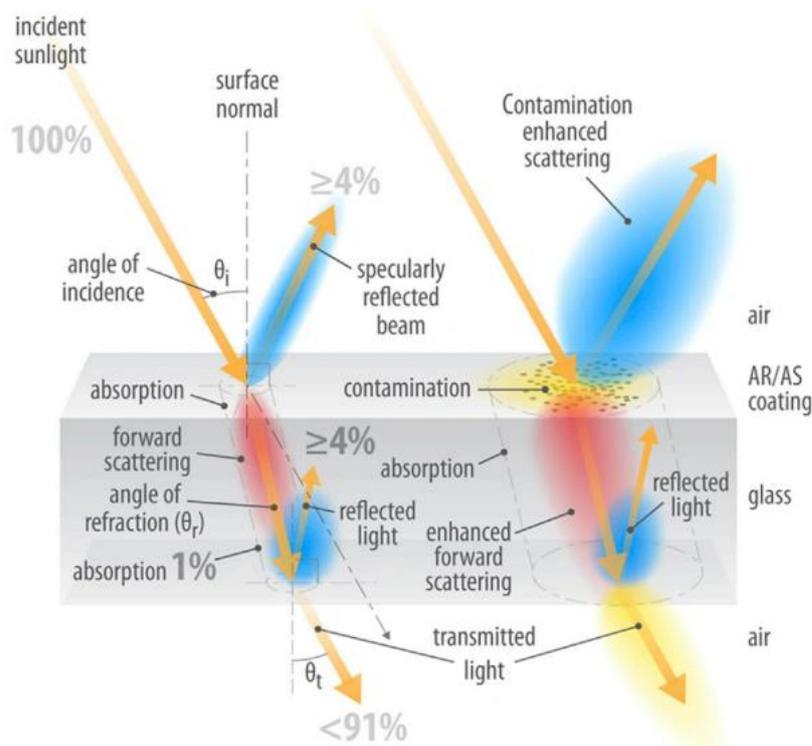


Figura 8: Reflexión y refracción de la luz en contacto con el módulo [6]



2.1.4 Algoritmos para el análisis del ensuciamiento

Como ya se ha comentado, estos métodos no utilizan los paneles como elementos de detección, sino que emplean sus valores de salida y ciertas condiciones de entrada para generar unos perfiles de ensuciamiento.

El método FRP comienza definiendo un umbral de lluvia para el que se asume que los paneles han sido limpiados completamente y por tanto el “*Soiling Ratio*” se mantiene con valor 1 durante ciertos días posteriores, conocidos como *periodo de gracia*. En los días siguientes hasta la siguiente lluvia que pueda limpiar los paneles, se observan los valores de salida y se calcula el “*Soiling Ratio*” en comparación con los valores del panel limpio. De aquí se puede derivar el “*Soiling Rate*”.

El método SRR aparece como una evolución del FRP, donde se busca eliminar la dependencia de las mediciones con eventos como los periodos de lluvia. Para ello asume que si hay un cambio positivo en las salidas del panel es porque se ha producido cualquier fenómeno de limpieza. Este modelo selecciona un periodo de estudio y calcula la media de sus salidas. A continuación, calcula las variaciones que se presentan entre cada día y su inmediatamente posterior y anterior. En función de esa variación y otros valores relacionados con la media del periodo, se obtiene si se ha producido algún efecto de limpieza entre ciertos días. Una vez reconocidos dos fenómenos de limpieza se analizan los “*Soiling Rate*” de cada día dentro de esos periodos. Por último, se genera una simulación de Montecarlo con 1000 perfiles de ensuciamiento que generen unos valores de “*Soiling Rate*” como los reales y se calculan su media y sus intervalos de confianza para obtener el perfil de ensuciamiento más próximo al real.

En la Figura 9 se presenta una comparación entre los perfiles de ensuciamiento obtenidos con los dos métodos en comparación con el perfil real utilizando los paneles como detectores.

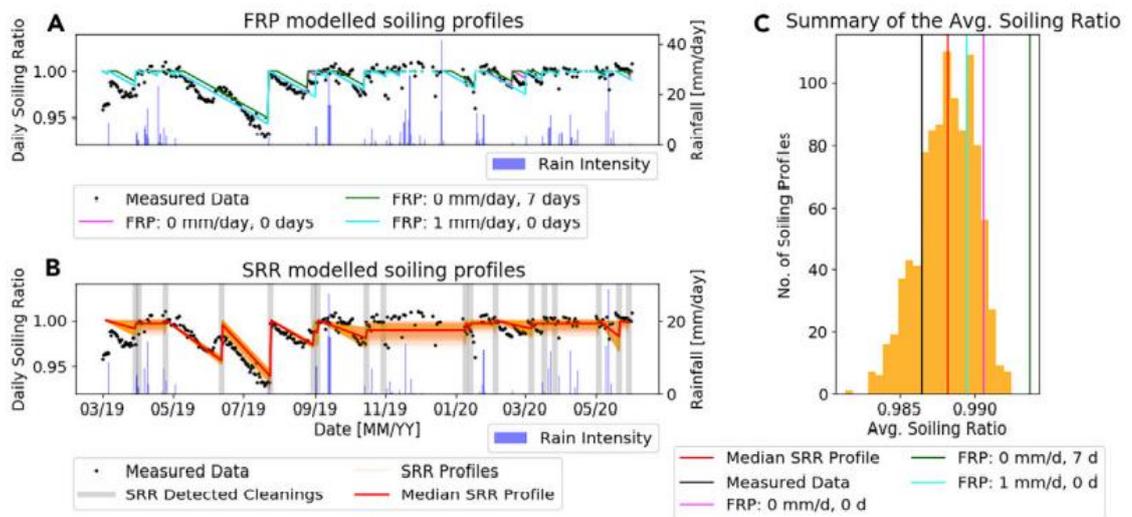


Figura 9: Comparación de modelos con los datos de una estación de limpieza [8]

De forma general, se observa una estrecha relación entre los valores obtenidos mediante modelos y los valores reales medidos por una estación de limpieza ubicada en Jaén. Aunque el FRP presenta una alta dependencia con las precipitaciones y los *periodos de gracia* elegidos, los valores promedio del “Soiling Ratio” son próximos entre sí. Sin embargo, estos modelos no están adecuados a los objetivos que se busca conseguir con este proyecto.

Como ya se ha dicho, el FRP presenta grandes dependencias de los valores umbrales que se eligen, tanto para precipitaciones que se supone producen una limpieza suficiente de los paneles como de los días que conforman los *periodos de gracia*. Además, existen varios fenómenos naturales o estacionales que fácilmente falsean los datos. Algunos de ellos son limpiezas incompletas o ensuciamiento no uniforme de los módulos tras un evento de lluvia o transporte y deposición de polen en primavera durante un *periodo de gracia*, entre otros. Aunque se han definido ciertos coeficientes que representen la reducción en la eficiencia debido a parámetros externos, *Javed et al., 2020* [14], es difícil representar todos los factores variables del medio.

Para el SRR, aunque genera un perfil representativo, no permite conseguir los objetivos de un análisis en tiempo real de los datos para generar la estrategia de limpieza óptima. Esto se debe a que el perfil se genera tiempo después de ensuciarse los paneles, dependiendo de cuando se produzca el siguiente fenómeno de limpieza. Debido a esto, se pueden estar produciendo pérdidas sin conocer en ese momento el ensuciamiento de los paneles.



2.1.5 Mejores horas para realizar las mediciones

Como ya se ha comentado, estas pérdidas por suciedad influyen directamente sobre la intensidad con la que los rayos solares inciden sobre los módulos fotovoltaicos. Igual que afectan los fenómenos de reflexión y refracción observados en la Figura 8, también los paneles generan menor potencia cuando los rayos solares no alcanzan las células con un ángulo próximo a 90° .

La principal fuente de irradiancia es la que proviene de la radiación directa, que es la que se recibe directamente del sol. Sin tener en cuenta factores como la nubosidad o la estación del año en que se mida, esta radiación genera los valores de salida de las placas más altos cuanto más próximo a 90° es el ángulo que forma con los paneles. Durante las horas de máxima radiación directa, se reduce el efecto que tienen otras fuentes de radiación como la indirecta. La radiación indirecta se produce por el efecto de difusión de los rayos solares sobre nubes o partículas suspendidas en el aire, por lo tanto, este tipo de radiación no es constante y producen variaciones que pueden falsear los datos que se recojan de los parámetros de salida de las placas. Por lo tanto, cuanto mayor sea la irradiancia que proviene de la radiación directa, la cantidad relativa que procede de fuentes de radiación indirecta será menor. De esta forma, los efectos no deseados sobre los parámetros que se quieren medir son menores.

Las horas en las que esto sucede son las más próximas al mediodía solar. Esto es la hora en que el sol tiene su máxima elevación para un lugar concreto. Aunque este mediodía solar no coincide exactamente con las 12 horas en el horario UCT utilizado, que varía en algunos minutos, un rango de tiempo adecuado en que la radiación directa es próxima a la máxima es de 11h a 15h ($\approx \pm 2$ horas del mediodía solar) [15] para la ubicación de la instalación.



Capítulo III: ANÁLISIS DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA

3.1 Ubicación de la instalación

Este proyecto se ha llevado a cabo junto con la División de Sistemas Industriales y Digitales de la Fundación CARTIF. La sede de la Fundación CARTIF está ubicada en el Parque Tecnológico de Boecillo, parcela 2.2.13, código postal 47151, Boecillo, provincia de Valladolid. Para realizar el sistema de monitorización, se me ha permitido utilizar la instalación fotovoltaica instalada en la azotea del edificio. En las Figuras 10, 11 y 12, se muestra la ubicación y cómo llegar a la instalación. Más adelante se explican detalladamente sus componentes.



Figura 10: Situación de la provincia de Valladolid

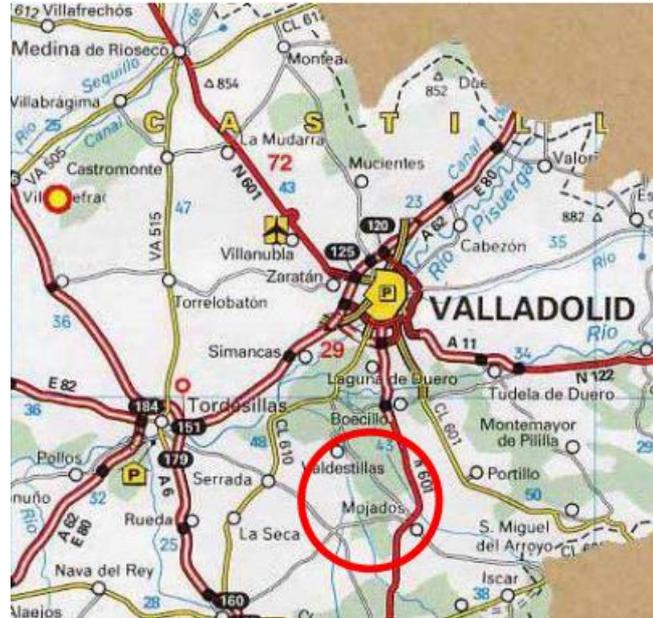


Figura 11: Parque Tecnológico de Boecillo

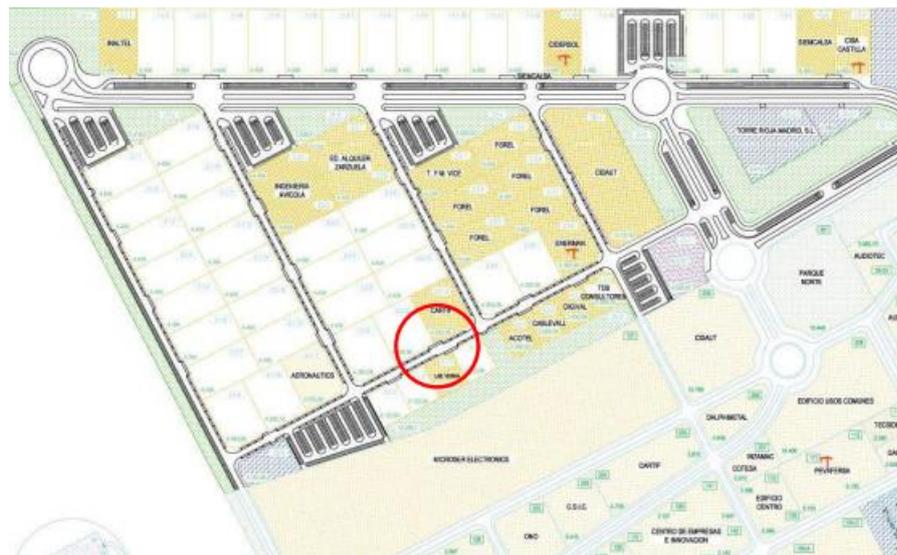


Figura 12: Localización del edificio en el Parque Tecnológico de Boecillo

Uno de los principales beneficios de esta ubicación es que no existen en las inmediaciones edificios de gran altura, objetos paisajísticos o elementos de la propia instalación que produzcan zonas de sombra no deseadas. Gracias a ello los paneles se han podido colocar con orientación Sur sin ningún inconveniente. De esta forma se consigue el ángulo azimutal idóneo para el hemisferio norte, que son 180° , maximizando la radiación directa que reciben. Aunque existen elementos ajenos al campo generador, como son algunas



instalaciones propias del edificio, que pueden generar algún tipo de sombra puntual, estas se van a despreciar. Más adelante se explica el motivo.

3.2 Características de la planta objetivo de estudio

3.2.1 Características ambientales

Otros datos para tener en cuenta sobre la ubicación, que de forma directa afectan al funcionamiento de la instalación, son una humedad relativa del 61.3%, con un número medio de días despejados de 89.5, nubosos de 178.8 y cubiertos de 96.7 al año. En cuanto al grado de insolación, Valladolid supera las 2600 horas/año, con una radiación anual en superficie horizontal superior a 1700 kWh/m². Datos obtenidos del proyecto oficial de la instalación, con número de referencia *NX-14-011*.

3.2.2 Características de la estructura soporte de los paneles

Las estructuras soporte para los paneles siguen el modelo ECT, como se muestra en la Figura 13. Los paneles están sujetos mediante pinzas ajustables, de esta forma se sitúa el lado de mayor longitud de los módulos formando un ángulo de 20° con la horizontal. De esta forma se consigue que cada fila de paneles no supere los 0.90 metros de altura y reducir así el impacto visual. Con esta geometría también se consigue que el impacto del viento sea menor.

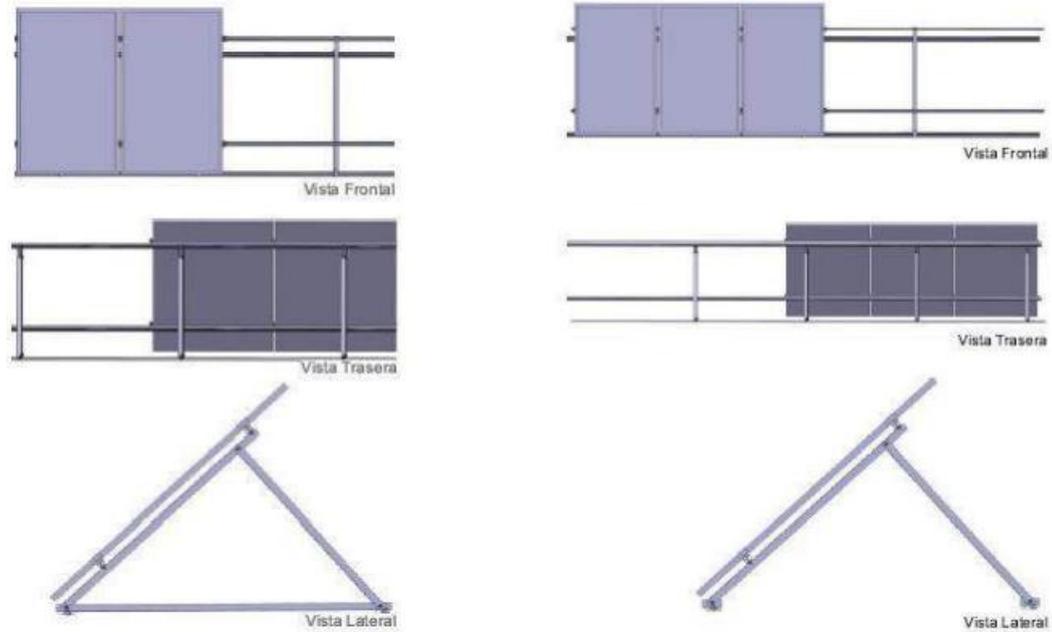


Figura 13: Modelos de estructuras ECT-O y ECT-R utilizadas en la instalación. Fuente: Proyecto con número de referencia NX-14-011

3.2.3 Características de la instalación fotovoltaica

Como ya se ha comentado, la instalación que se utiliza para llevar a cabo el proyecto se trata de una instalación enfocada al autoconsumo instantáneo, sin que se inyecte energía a la red eléctrica. Dispone de 37 800 Wp (Wattios pico) y de un sistema de gestión, incluido en los inversores, que permite limitar la potencia generada a la que está siendo demandada en ese instante.

La instalación dispone de 7 inversores de 5 kW de potencia nominal, estando conectado cada uno de ellos a un total de 36 paneles en disposición de 4 filas en paralelo con 9 paneles por fila. En la Figura 14 se muestra un esquema de conexiones.

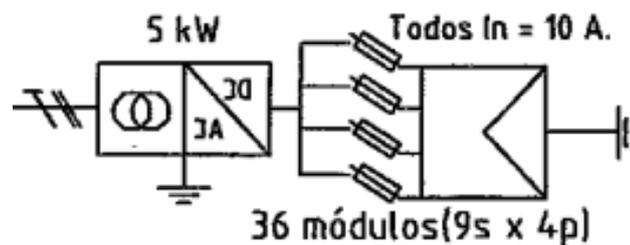


Figura 14: Esquema de conexiones entre módulos e inversor.



3.3 Componentes de la instalación fotovoltaica

3.3.1 Paneles fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos utilizados son del modelo GEPV-165-M, de la marca *General Electrics*, que tienen una tolerancia de salida de +/- 5% de su potencia nominal. Las características de estos paneles según condiciones estándar son:

Número de células:	54
Potencia:	165 [Wp]
Corriente a potencia pico:	6.6 [A]
Tensión a potencia pico:	25 [V]
Corriente de cortocircuito:	7.4 [A]
Tensión a circuito abierto:	32 [V]
Longitud:	1477 [mm]
Anchura:	975 [mm]
Peso:	17.7 [kg]

Tabla 1: Características del módulo GEPV-165-M

Cada módulo dispone de un total de 54 células de Silicio monocristalino conectadas en serie entre sí, con sus respectivos diodos de by-pass para evitar la destrucción del módulo ante fenómenos no deseados como son los puntos calientes.

3.3.2 Convertidores de potencia

Los inversores CC/CA están colocados también en la cubierta del edificio, a la sombra y resguardados de la lluvia, lo más cerca posible de los paneles conectados. Para la conversión de energía se utilizan siete inversores monofásicos de la marca INGETEAM S.A, según el modelo INGECON SUN 5.

Estos inversores trabajan mediante el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), de forma que, en función de las distintas tensiones de las ramas que recibe de los paneles, elige esta para ofrecer la máxima potencia posible y funciona siguiendo esta configuración hasta que se produce un cambio en el entorno (nube, sombra, etc.) y vuelve a elegir la nueva tensión que genera la máxima potencia. Se consigue una eficiencia máxima superior al 94%.

Alguna de las principales características de este inversor son:



ENTRADA (CC)

Rango de tensión (MPP)	125-450 [V]
Máxima tensión	450 [V]
Máxima corriente	33 [A]

Tabla 2: Características de entrada del inversor INGECON SUN 5

SALIDA (CA)

Potencia nominal	5000 [W]
Potencia máxima	5400 [W]
Tensión, Frec. nominal	230 [V], 50 [Hz]
Coseno de Phi	0.9 – 1 (seleccionable)

Tabla 3: Características de salida del inversor INGECON SUN 5

Estos inversores se han elegido en la escala más ajustada a los requerimientos de la instalación, dentro del abanico proporcionado por la marca. Algunos cálculos que permiten comprobar su adecuación consisten en comprobar si los valores máximos teóricos de salida de los paneles (trabajando a potencia pico) se encuentran dentro del rango de valores de entrada del convertidor.

Para 36 paneles iguales, distribuidos en cuatro filas paralelas con nueve paneles por fila, la corriente total máxima que entra al inversor son 26.4 A [Ecuación 3]. La tensión total máxima que entra al inversor son 225 V [Ecuación 4]. También se comprueba que el convertidor está protegido frente a posibles fallos en los módulos que los hagan trabajar instantáneamente a sus valores de corriente de cortocircuito (I_{sc}) [Ecuación 5] y tensión a circuito abierto (V_{oc}) [Ecuación 6].

$$I_T = 4 * I_{FILA} = I_{FILA 1} + I_{FILA 2} + I_{FILA 3} + I_{FILA 4} = 4 * 6.6A = 26.4 A$$

Ecuación 3: Corriente total máxima que entra al inversor

$$V_T = 9 * V_{PANEL} = V_{FILA 1} = V_{FILA 2} = V_{FILA 3} = V_{FILA 4} = 9 * 25V = 225 V$$

Ecuación 4: Tensión total máxima que entra al inversor

$$I_{SC \max} = 4 * I_{SC \text{ FILA}} = 4 * 7.4A = 29.6 A$$

Ecuación 5: Corriente máxima de cortocircuito que entra al inversor

$$V_{OC \max} = 9 * V_{OC \text{ PANEL}} = 9 * 32V = 288 V$$

Ecuación 6: Tensión máxima de circuito abierto que entra al inversor



Además, estos inversores van equipados con varios equipos de protección para garantizar que no existen riesgos para los usuarios. Incluyen protecciones contra fenómenos de polarización inversa, contra sobretensiones transitorias, contra cortocircuitos y sobrecargas y contra fallos de aislamiento. En la Figura 15 se representa un pequeño croquis de la conexión entre los paneles, el inversor y otros elementos de la instalación.

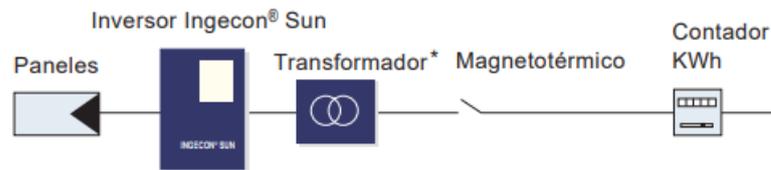


Figura 15: Conexión de elementos [16]

En las figuras 16 y 17 se muestra el tejado fotovoltaico que se ha utilizado para llevar a cabo el trabajo, con los 36 paneles en la disposición indicada anteriormente, que se conectan con el inversor.



Figura 16: Elementos de la instalación y conexiones entre ellos. Fuente: Fundación CARTIF



Figura 17: Distribución de los paneles utilizados. Fuente: Fundación CARTIF



Capítulo IV: DISEÑO Y MONTAJE DEL SISTEMA DE MONITORIZACIÓN



4.1 Método de monitorización

Ya se han analizado algunos de los métodos más utilizados en la monitorización de la suciedad depositada sobre los paneles fotovoltaicos, atendiendo al estado del arte. También se han explicado la ubicación y componentes de la planta, así como sus características más representativas que se tendrán en cuenta en la selección de los sensores que se van a utilizar para el sistema de monitorización.

En este apartado del Capítulo 4, se detalla el método de monitorización que se sigue para la consecución de los objetivos, así como las razones por las que se ha elegido este procedimiento y su adecuación con los objetivos predefinidos.

Como se ha visto, los métodos FRP y SRR proporcionan valores precisos y con gran correlación con el “*Soiling Ratio*” en comparación con valores medidos directamente sobre las placas, sin embargo, son fácilmente falseables por fenómenos estacionales o no permiten el análisis de los datos en tiempo real. Debido a estas razones y a la disponibilidad de los elementos suficientes en la Fundación CARTIF para proceder de la siguiente forma, el método de monitorización de la suciedad que se utiliza en este proyecto se basa en el funcionamiento de las estaciones de ensuciamiento.

Estas estaciones consisten en un panel fotovoltaico que se sitúa junto al resto de paneles en los que se quiere caracterizar la suciedad depositada. Este panel es limpiado regularmente, generalmente de forma automática por la estación. Puede asumirse que, como se limpia regularmente, este módulo siempre se encuentra limpio o dentro del *periodo de gracia*, por lo tanto, su Nivel de Ensuciamiento es cero. Comparando los valores proporcionados por la estación y los proporcionados por los paneles del resto de la instalación, se puede analizar el “*Soiling Ratio*” y el “*Soiling Rate*” para tomar las medidas oportunas. Estas estaciones pueden no permitir gestionar los datos de forma remota. También se recalca la importancia de una buena colocación de la célula de referencia, de forma que los datos que se obtengan de ella sean suficientemente representativos del resto de la instalación que se quiere estudiar.

Basándose en el fundamento explicado, se propone la realización de una estación de ensuciamiento propia y personalizada. La primera de las características de este sistema propio es la utilización de alguno de los paneles de la instalación como célula que se limpia regularmente. De esta forma se facilita que los datos que se van a utilizar como referencia para el cálculo de algunos parámetros sean suficientemente representativos, además de reducir los costes derivados de añadir otro módulo fotovoltaico. Para este sistema se va a utilizar como célula limpia una de las filas en paralelo que forman nueve



de los paneles. De los paneles que se dejan ensuciar libremente, se va a monitorizar otra de las filas en paralelo, también con 9 paneles. Como los paneles de ambas filas (limpios y sucios) tienen las mismas características de funcionamiento, se asume que en condiciones idóneas ambas generan la misma potencia. De esta forma, aunque se requiera limpiar un mayor número de paneles, es más sencillo comparar su comportamiento y se eliminan sombras puntuales sobre alguno de ellos que pudieran falsear los datos.

El sistema de control y medición que permita el análisis y tratamiento de los datos para determinar los valores deseados, se fabrica desde cero. Incluyendo los sensores y dispositivos de tratamiento de datos necesarios, se consigue el envío de datos a otros dispositivos para su análisis. El funcionamiento de este sistema consiste en sensores de tensión y corriente continua, situados a la salida de los paneles tanto limpios como sucios, que se terminan conectando con un Sistema de Adquisición de Datos (DAS). Este DAS se conecta mediante Ethernet a una red IoT perteneciente a la empresa, de forma que se puede acceder a ella desde otra conexión Ethernet de forma remota, en otro lugar del edificio.

Con los valores obtenidos de corriente y tensión, los cuales han sido directamente influenciados por la radiación recibida y la temperatura del módulo, es posible calcular los parámetros que proporcionan información sobre el estado de los paneles en cuanto a la suciedad depositada. Una vez recibidos y tratados los datos, es posible derivar cuanta potencia se está dejando de generar. En función de las pérdidas que estén ocurriendo y el coste de una limpieza del resto de paneles o de futuras lluvias, se puede generar la estrategia de limpieza de la instalación que permita maximizar los beneficios y reducir pérdidas.

4.2 Componentes del sistema de monitorización

El sistema de monitorización está principalmente compuesto por varios sensores, cuya función es medir los valores de salida de los paneles fotovoltaicos y compartirlos con el Sistema de Adquisición de Datos.

Los criterios seguidos para la elección de estos sensores son, en primer lugar, que sean suficientemente precisos para llevar a cabo su función con la mayor precisión posible, de forma que los datos recopilados sean lo más exactos posibles. En segundo lugar, otro criterio importante en la elección de alguno de estos sensores es utilizar los que dispone la empresa, empleados en otros proyectos y ahora en desuso. Siguiendo estos criterios se han conseguido



sensores suficientemente precisos y con un coste y empleo de recursos reducidos.

4.2.1 Transductores de corriente continua

Para la medida de corriente continua a la salida de los paneles se utilizan transductores de corriente continua, con referencia HO 50-S/SP33, de la marca LEM, con los que se puede medir en el rango de +/- 125A de corriente nominal. Estos sensores son los más adecuados a los objetivos del proyecto que se han encontrado en diferentes catálogos de proveedores. En la Figura 18 se muestra el transductor.

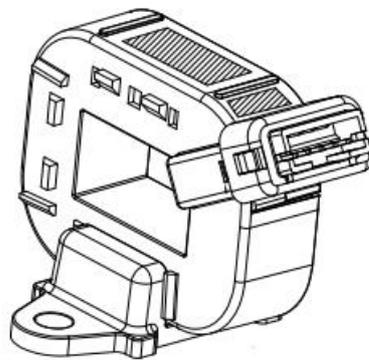


Figura 18: Transductor LEM HO 50-S/SP33 [17]

La forma de utilizarlo es similar al de una pinza amperimétrica. Se hace pasar el cable que une los paneles de la fila entre sí por el orificio central del sensor, por el que circula la corriente que se consigue generar con los paneles puestos en serie. El propio transductor, mediante sus circuitos primario y secundario separados galvánicamente, transforma el valor de corriente continua en un valor proporcional de tensión que es llevado al (DAS).

En la Figura 19, se muestran las salidas del sensor, formadas por cinco “pines”. En los “pines” 1 y 2 se conectan los bornes positivo y negativo, respectivamente, de la fuente de alimentación de 3.3V del transductor. En el “pin” número 3 se obtiene la salida en tensión, que se lleva al (DAS). En el “pin” número 4 se conecta el negativo de la fuente de alimentación de 3.3V que está a 0V. Como se trata del “pin” de la tensión de referencia interna, al llevarle 0V se consigue una medición diferencial donde el valor de salida del transductor es directamente proporcional a la corriente que lo atraviesa y no es necesario eliminar del valor de salida otros valores de referencias internas si este fuera

distinto de 0V. De esta forma se consigue medir de forma más clara y auto explicativa.

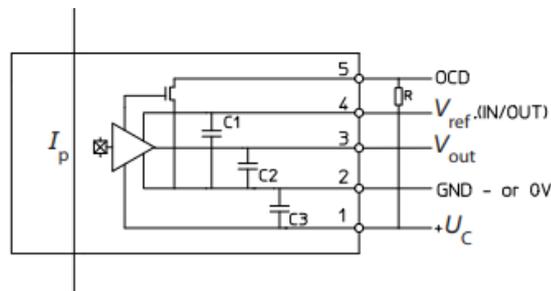


Figura 19: Esquema de conexiones del transductor de CC [17]

En total se utilizan tres de estos sensores. Dos de ellos en las dos filas que se han indicado y un tercero situado en la entrada al inversor. Este último, que mide la corriente continua total generada por los 36, se utiliza para comprobar la eficiencia del inversor. Aunque los datos que proporciona este último transductor no están directamente relacionados con los objetivos principales del proyecto, es beneficioso conocer este valor y el de la salida en corriente alterna del conversor CC/CA para estudiar el comportamiento del inversor y ver si se adecua a sus especificaciones técnicas y no tratar sus posibles fallos como si los fueran debidos a la suciedad depositada sobre las placas. También se va a utilizar para analizar la precisión en la captura de datos, como se explica más adelante.

4.2.2 Transductores de tensión

Al igual que se ha medido la corriente continua a la salida de los paneles, también es necesario conocer los valores de tensión que se generan en la instalación. El procedimiento seguido es el mismo, aunque ahora estos sensores van colocados en paralelo con las ramas que se quiere medir. Uno de ellos mide la tensión de la rama que se limpia regularmente, otro mide la tensión de la rama que se deja ensuciar libremente y el tercero mide la tensión total que llega al inversor. En este caso no es necesario medir la tensión a la que sale del conversor CC/CA, ya que la corriente alterna se conoce que sale a 230V.

Para las medidas de la tensión se utilizan tres referencias de transductores diferentes, puesto que dos de ellas las poseía la Fundación CARTIF y estaban a disposición del proyecto. Para la medida de las ramas formadas por los nueve paneles cada una se utilizan los transductores con referencias LV 100-500 [Figura 20] y VS750B [Figura 21]. Para la medida de la tensión total que entra



al inversor se utiliza el transductor con referencia DVL 500 [Figura 22]. Los rangos de medida del LV 100-500 y el DVL 500 son +/- 750V. Para el VS750B el rango es +/- 1125V. Las medidas que se realizan se encuentran dentro de los rangos de cada sensor, por lo tanto, son adecuados para los objetivos que se busca conseguir.

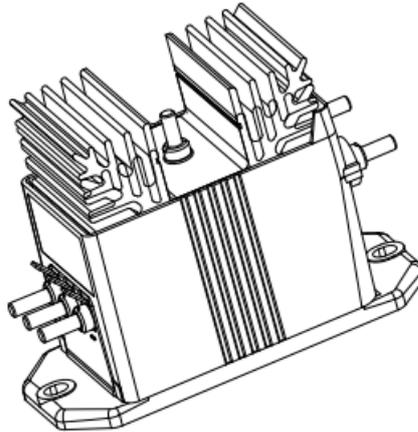


Figura 20: Transductor LV 100-500 [18]



Figura 21: Transductor VS750B [19]

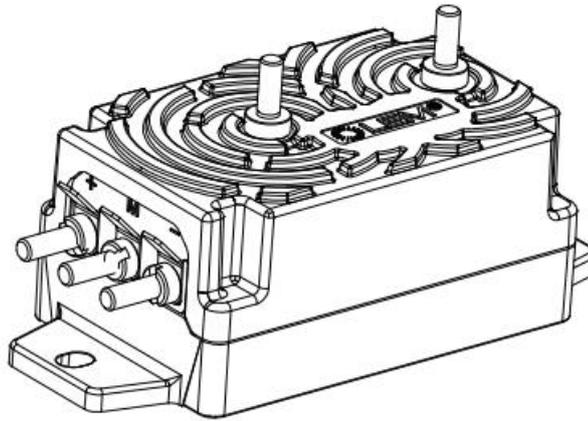


Figura 22: Transductor DVL 500 [18]

El funcionamiento de todos ellos es similar. Reciben como entrada el voltaje generado por los paneles y mediante una separación galvánica entre el primario y el secundario se consigue transformar el valor de entrada de tensión en un valor de salida de corriente continua dentro de un rango especificado por el fabricante, cuyo valor depende directamente del valor de entrada. Este valor de salida se lleva al DAS, aunque sea en valores de corriente y el DAS solo recibe como entradas valores de tensión. Más adelante se explica el procedimiento seguido a la entrada del Sistema de Adquisición de Datos para convertir este valor en una entrada en tensión que pueda ser tratada por el sistema.

En la Figura 23 se presenta el esquema de conexiones tanto para la entrada como para la salida de los transductores. Todos siguen el mismo esquema, solo cambia el voltaje de alimentación y lo denominado como R_M (Resistencia de medida).

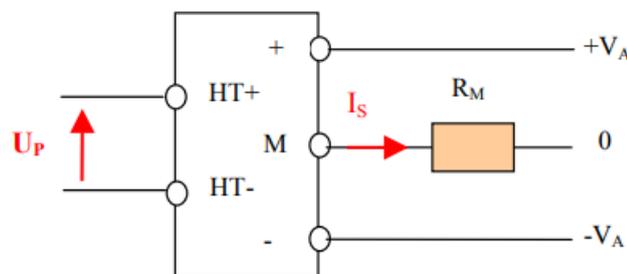


Figura 23: Esquema de conexiones de los transductores de tensión [19]



Para el DVL 500 y el VS750B la alimentación ($\pm V_A$) es de $\pm 12V...24V$, y para el LV 100-500 es de $\pm 15V$. Debido a que el rango de tensiones que van a recibir se encuentra lejos del máximo indicado por el fabricante, todos ellos son alimentados con $\pm 15V$.

En los bornes de entrada ($\pm HT$) se conecta la salida de los paneles, en este caso la tensión que generen. En el borne de salida (M) se obtiene la corriente, con un valor proporcional a la entrada y siguiendo una relación marcada por el fabricante.

La utilización de la Resistencia de medida (R_M) cumple la función de solventar el problema de la entrada en tensión en el DAS. Como se verá más adelante, la salida de estos transductores se conecta con unos borneros antes de llevarlos al sistema de captura. Como positivo se utiliza la señal de salida (M) y como negativo cualquier neutro de 0V, de forma que la señal siga siendo la misma. En esas mismas entradas de los borneros se introduce la R_M , que se trata de una resistencia cerámica del valor deseado. Con esto se hace pasar la corriente por la resistencia, generando una caída de tensión que es la que se mide y se utiliza como entrada al sistema de captura. Es importante conocer el valor de esta resistencia, ya que la tensión que se utiliza como entrada depende de la corriente y de la resistencia.

4.2.3 Transductor de corriente alterna

Para la medida de la corriente alterna a la salida del convertidor CC/CA se utiliza un transductor de corriente alterna, con referencia TT 50-SD, de la marca LEM, que permite medir hasta 50A de corriente continua en rms (media cuadrática). La razón para colocar uno a la salida del inversor para medir la corriente alterna que genera es, como ya se ha comentado, analizar el comportamiento del inversor y poder descartar fallos que se atribuyan a la suciedad. En la Figura 24 se muestra el transductor empleado.



Figura 24: Transductor de corriente alterna [18]

Su funcionamiento es también similar al de una pinza amperimétrica, donde se hace pasar el cable por el orificio dispuesto para ello. Una separación galvánica entre el primario y el secundario permite transformar la entrada en corriente alterna a una salida en corriente continua de un valor proporcional pero menor, siguiendo una relación proporcionada por el fabricante.

Este transductor solo requiere de conexiones en la salida y se sigue el mismo procedimiento que el utilizado con las salidas de los de tensión. En la Figura 25 se muestra el esquema, donde (R_L) es la Resistencia de medida. Este sensor ya posee un cable a la salida con un neutro a 0V (“Black”), por lo que no es necesario llevar otro al bornero.

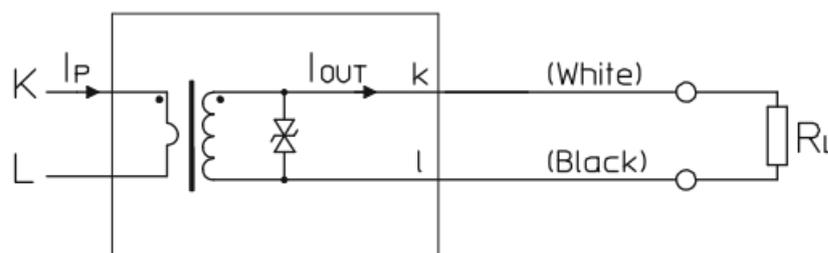


Figura 25: Esquema de conexiones del transductor de CA [18]

4.2.4 Chasis de red y módulo de captura de datos

Para los dispositivos DAS se utilizan los componentes de la empresa NATIONAL INSTRUMENTS. Estos son de uso profesional y son los proporcionados por la Fundación CARTIF para la realización del proyecto.



El chasis de red es el encargado de conectar el módulo de captura de datos con la red, de forma que se puedan transmitir los datos. A él también se conecta la alimentación, en este caso de la red eléctrica a 230V. En la Figura 26 se muestra el chasis utilizado, con referencia NI cDAQ-9181.



Figura 26: Chasis de red NI cDAQ-9181 [20]

Como indica el fabricante en su página web, este chasis es utilizado para sistema de medidas de sensor, como el que se lleva a cabo en este trabajo. Permite controlar la sincronización y la transferencia de datos entre el módulo de captura y un servidor externo.

En cuanto al módulo de captura, se utiliza la referencia NI 9220. Este es un módulo de entrada de voltaje de hasta $\pm 10V$, por lo tanto, es necesario utilizar las resistencias cerámicas como se ha comentado anteriormente para generar entradas en tensión. También se debe tener en cuenta la tensión de entrada máxima de las señales y por lo tanto la elección de la resistencia tiene que generar una diferencia de potencial dentro de ese rango. Estas entradas son de 16 bits, suficientemente precisas para el propósito del proyecto. Cuanto más grandes sean las señales que se quieren capturar o si estas se quieren recoger en intervalos muy cortos, es beneficioso el uso de entradas de más bits, como 32 en otras referencias de NI. Sin embargo, las magnitudes eléctricas que se van a medir y analizar no varían de forma representativa en intervalos muy cortos de tiempo. Debido a esto, las capturas pueden realizarse en intervalos de tiempo más grandes y siguen siendo representativas del sistema, por lo que no es necesario una mayor precisión y los 16 bits de que disponen las entradas del módulo seleccionado son adecuados a las características de los datos que se capturan. Según las especificaciones,

permite generar 3.2 MB/s de datos a la máxima velocidad de muestreo, que es claramente suficiente para las entradas que se reciben.

Este módulo permite realizar entradas analógicas diferenciales, de forma que se eliminan referencias internas y la señal que captura para su posterior análisis es directamente la deseada. Para ello, siguiendo las especificaciones del proveedor, es necesario conectar a una de las entradas Comunes (COM) del Módulo la señal utilizada como neutro de 0V, igual que se ha hecho con los transductores de corriente continua para generar medidas diferenciales. En la Figura 27 se muestra el módulo que se utiliza y sus distintas entradas.



Figura 27: Módulo de entrada de voltaje NI 9220 [20]

4.2.5 Fuentes de alimentación

Para la alimentación de todos los transductores y elementos del sistema, se han añadido diferentes fuentes de alimentación para su montaje sobre carriles DIN. Estas reciben como entrada la alimentación desde la red eléctrica a 230V y generan una salida de otro número de voltios, en corriente continua.

La primera de las fuentes de alimentación que se han utilizado es la de 15V, similar a la que se muestra en la Figura 28. Con ella se alimentan los tres transductores de tensión desde los bornes positivo y negativo de la fuente. La fuente utilizada tiene un consumo de corriente de 2.4A.



Figura 28: Fuente de alimentación de 15V [22]

Otra de las fuentes de alimentación que se utilizan es la de 24V, que se muestra en la Figura 29. Con esta fuente se alimentan directamente los convertidores CC/CC, que se indican más adelante, para alimentar los transductores de corriente continua. El consumo de esta fuente es de 3A.



Figura 29: Fuente de alimentación de 24V [22]

Con el objetivo de optimizar espacio y no añadir otra fuente de alimentación de 3.3V para los transductores de corriente continua, se han añadido unos



convertidores CC/CC con relación 24V/3.3V. De esta forma, se les alimenta como entrada los 24V de la anterior fuente de alimentación y generan una salida de 3.3V. También se utilizan los 24V de esta fuente de alimentación para el chasis de red. En la Figura 30 se muestra el convertor empleado. Como se puede observar, dispone de dos “pines” de entrada y otros dos de salida. Para aumentar la durabilidad de estos “pines”, se han soldado dos pequeños borneros a la entrada y a la salida para conectar los cables a ellos.



Figura 30: Convertor CC/CC [23]

En adición se ha incluido otra fuente de alimentación de 5V para alimentar otros sensores que se pretendían utilizar, aunque finalmente no han sido necesarios. Esta fuente tiene un consumo de 2A.

4.2.6 Interruptor magnetotérmico e interruptor diferencial

Es importante recordar que se está trabajando con elementos eléctricos que son peligrosos si se interactúa de forma directa con ellos cuando están en funcionamiento. Aunque todos ellos disponen de dispositivos de seguridad para proteger a quien los manipula, pueden producirse corrientes de fuga en alguno de ellos que afecten al usuario. Otro de los posibles fallos que se pueden producir es una desconexión de alguno de los cables que deje alguno de sus terminales al descubierto y pueda entrar en contacto con quien los manipula. Ante estos casos es importante disponer de elementos de protección. En primer lugar para el usuario, de forma que se eviten situaciones de peligro ante una exposición continuada a una corriente eléctrica. En segundo lugar, sobre los elementos del sistema que puedan ser dañados ante un caso de sobrecargas o cortocircuitos.

Para proteger al sistema de sobrecargas y cortocircuitos se utiliza un interruptor magnetotérmico, cuya función es interrumpir el flujo de corriente eléctrica de un circuito. Para proteger al individuo de accidentes producidos por un contacto

involuntario con alguna de las partes de un circuito activo o ante corrientes de fuga, en corriente alterna, se utiliza un interruptor diferencial.

La elección del magnetotérmico depende de los cables utilizados en el circuito y de la corriente que consumen los elementos que lo forman. Los cables que se han utilizado son de 2.5mm² de diámetro, con aislamiento de PVC. Como los cables no disponen de ventilación ya que se encuentran dentro de un cuadro de protección, la corriente máxima que soportan en condiciones de seguridad son 18A. El interruptor magnetotérmico debe tener un calibre, o intensidad nominal de funcionamiento, menor que el máximo que soporta el cable. Otra de las características que permiten elegirlo correctamente es que el calibre sea mayor que la corriente que es consumida por el circuito que se busca proteger. En este caso, la corriente que se consume es la de las tres fuentes de alimentación que están conectadas en paralelo. La suma de las corrientes consumidas son 7.4A \approx 8A. Se elige el interruptor magnetotérmico con un calibre dentro del rango entre 8 y 18A. De acuerdo con este criterio se elige uno de 16A, que en el catálogo del fabricante es el que se encuentra dentro del rango seleccionado. En la Figura 31 se muestra el magnetotérmico elegido.



Figura 31: Interruptor magnetotérmico [19]

Como ya se ha comentado, el interruptor diferencial que se utiliza es de corriente alterna. Está situado aguas abajo del interruptor magnetotérmico y por lo tanto su calibre debe ser al menos de 16A. Si se elige uno de calibre menor, este podría ser inferior a la corriente que se consume en el circuito y el interruptor magnetotérmico no entraría en funcionamiento. De acuerdo con la Norma UNE 20460 [24], se define un coeficiente de disparo térmico de 1.45 con el que recalibrar el diferencial a partir del calibre elegido para el



magnetotérmico. Aplicándolo a los 16A del elegido, se obtiene que el calibre adecuado para este interruptor es $\approx 23A$. Del catálogo del fabricante se elige el de calibre directamente superior, que son 25A. En la Figura 32 se muestra interruptor diferencial elegido.

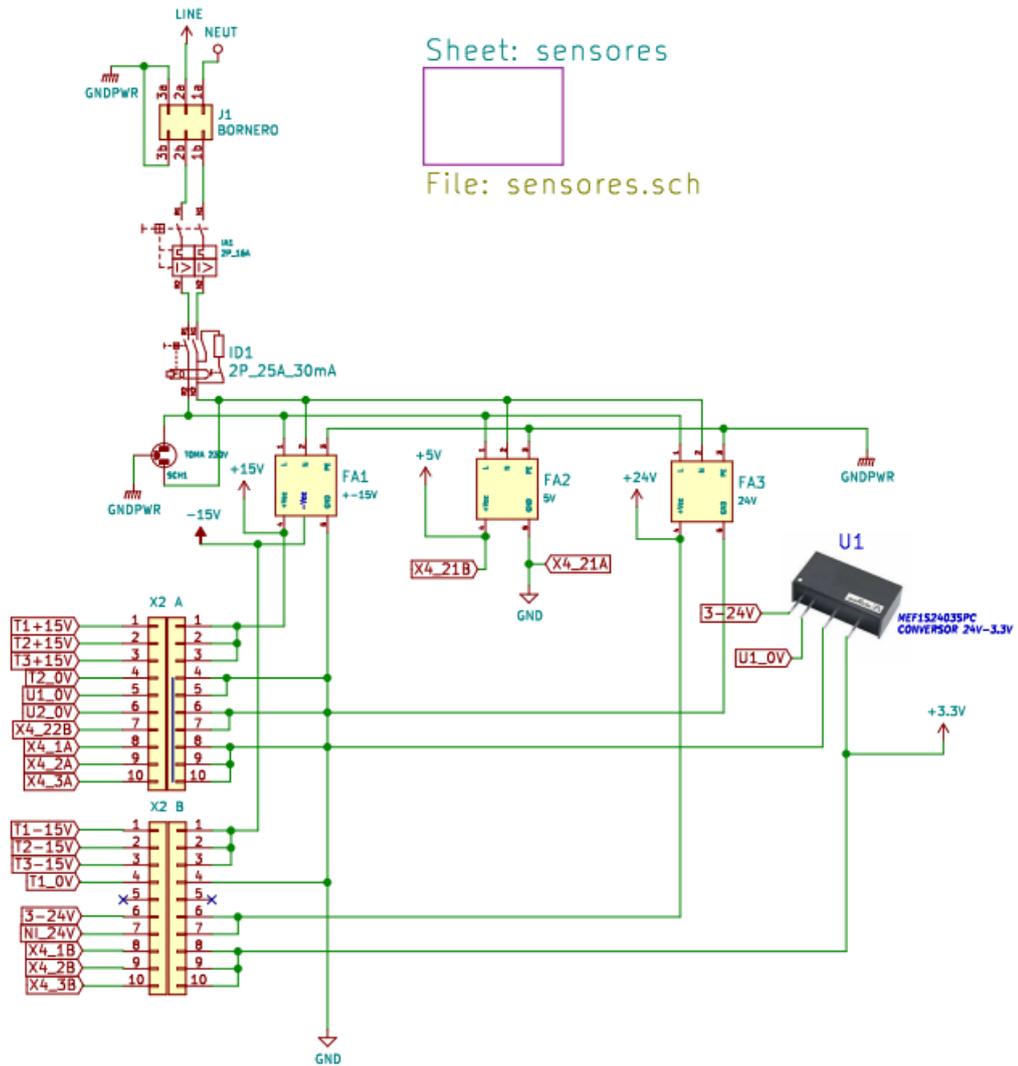


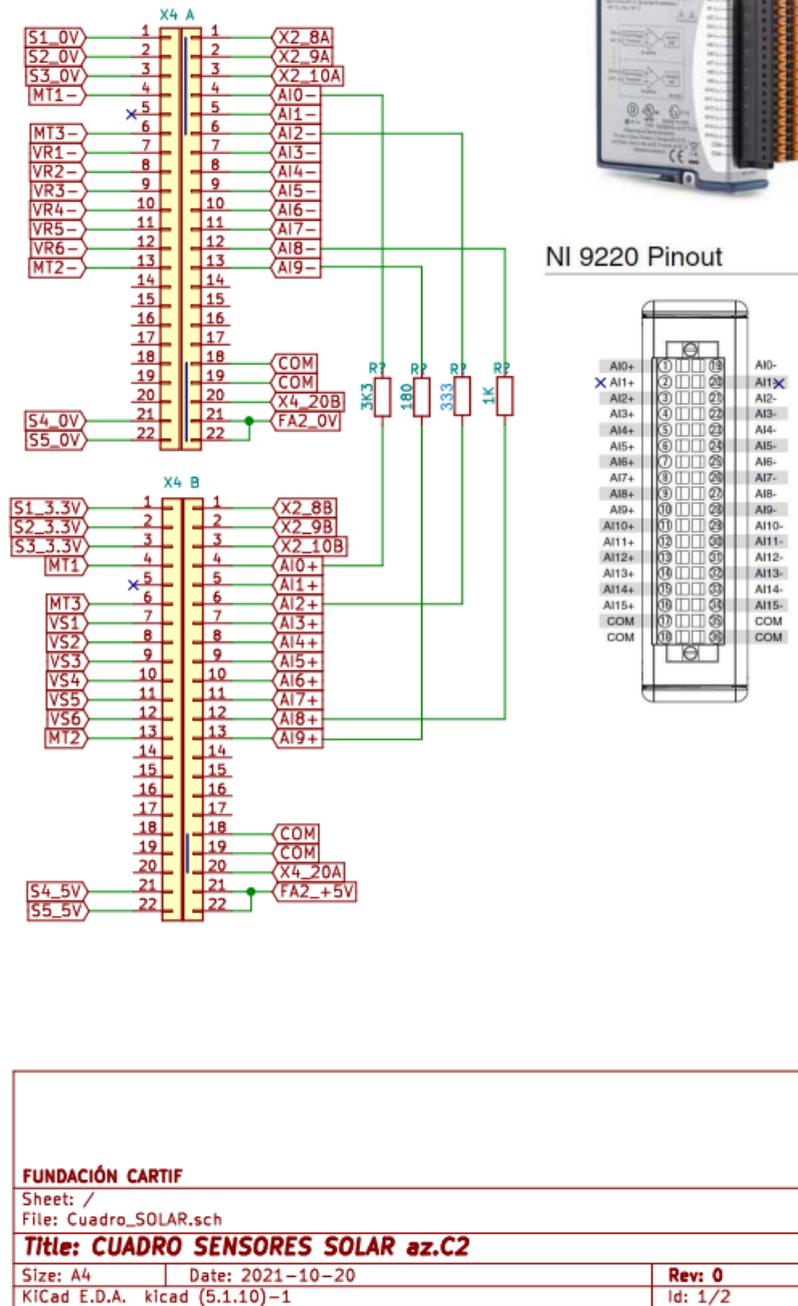
Figura 32: Interruptor diferencial [19]

4.3 Esquematización y montaje del sistema de monitorización

Una vez analizados y elegidos los diferentes componentes que conforman el sistema, mediante el empleo del software “KiCad” se ha realizado el esquema eléctrico de las conexiones entre los diferentes elementos, comenzando con los elementos de protección hasta las conexiones con el módulo NI 9220.

Este esquema ha sido realizado por compañeros de la División de Sistemas Industriales y Digitales de la Fundación CARTIF. En las Figuras 33 y 34 se adjunta una imagen de todas las conexiones que tienen lugar en el cuadro eléctrico.





FUNDACIÓN CARTIF		
Sheet: /		
File: Cuadro_SOLAR.sch		
Title: CUADRO SENSORES SOLAR az.C2		
Size: A4	Date: 2021-10-20	Rev: 0
KiCad E.D.A. kicad (5.1.10)-1		Id: 1/2

Figura 34: Conexiones del cuadro eléctrico (2). Fuente: Fundación CARTIF

Se comienza empleando tres bornes para la alimentación desde la red, uno para la fase (LINE), otro para el neutro (NEUT) y el último para la toma de tierra. En la entrada se introducen los tres cables conectados directamente a la red y a la salida se sacan los cables para los distintos componentes que necesitan alimentación a 230V. Por coherencia y organización se sigue el mismo código de colores en los cables de salida de los bornes que en la entrada, esto facilita

el entendimiento. Se utiliza cable marrón para la fase, azul para el neutro y bicolor amarillo y verde para la toma de tierra. A continuación, antes de conectar ningún otro elemento, se hace pasar la salida de la alimentación por los elementos de protección. A continuación, se añade un enchufe por si fuera necesario en otro momento y aguas abajo de ambos interruptores de seguridad, estos cables se conectan a las diferentes fuentes de alimentación de 5V (FA2), 15V (FA1) y 24V (FA3). Las diferentes salidas de las fuentes de alimentación se llevan a los borneros denominados como (X2 A) y (X2 B). El bornero está formado por diez bornes, cada uno de ellos con dos entradas y dos salidas. En la Figura 35 se muestra el tipo de bornes utilizados. Estos borneros permiten obtener diferentes conexiones de una misma fuente de alimentación sin sacar todos los cables que sean necesarios de la propia fuente.



Figura 35: Borna con dos entradas y dos salidas [25]

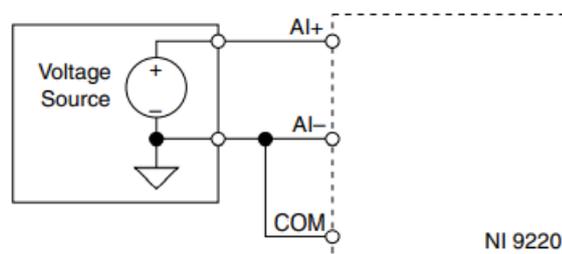
En las tres primeras entradas del bornero X2 se conectan las salidas de la fuente de alimentación de 15V que alimenta los tres transductores de tensión. Se utiliza una de las entradas de la borna para el positivo (T1+15V) y la otra para el negativo (T1-15V). Tras conectar estas salidas a los medidores de tensión, se utiliza el bornero X4, también con dos entradas y dos salidas por borna (X4A y X4B), para conectar las salidas de estos medidores antes de conectarlos con el Módulo de entrada de voltaje NI 9220. Se denomina el sensor LV 100-500 como (MT1), el sensor VS750B como (MT2) y el sensor DVL 500 como (MT3), que se han conectado a las entradas de las bornas 4, 13 y 6 respectivamente. Como ya se ha comentado con anterioridad, es necesario el uso de resistencias cerámicas para transformar la salida de corriente en tensión. Para ello se utilizan las resistencias con diferentes valores, en función de la magnitud en voltaje que se quiera hacer llegar al Módulo de captura. Por último, se conecta la salida de X4 con las entradas del Módulo NI 9220. Se utilizan las entradas AI0, AI2 y AI9 para MT1, MT3 y MT2 respectivamente.



Para la conexión de los transductores de corriente continua se sigue el mismo procedimiento que con los de tensión. Se utilizan las bornas 8, 9 y 10 del bornero X2 para conectar la entrada del convertidor CC/CC con 3.3V. La salida de este convertidor se lleva a las tres primeras bornas del bornero X4, ya con un valor de 3.3V, que se utiliza para la alimentación. La salida de estas bornas se conecta con los transductores de corriente continua y su salida, ya en valores de tensión, se conecta con las bornas 7, 8 y 9 de X4. Se denomina (VR1) a la corriente de salida de la fila de nueve paneles que se limpian de forma regular. La entrada de la borna 8, (VR2), hace referencia a la corriente de salida de la fila de paneles que se ensucian de forma natural. Por último, la entrada de la borna 9 (VR3) se refiere a la corriente continua medida a la entrada del inversor, que es la total que generan esos 36 paneles. Las salidas de estas bornas se conectan con el Módulo de captura, en las entradas AI3, AI4 y AI5 respectivamente.

Para el último de los transductores no es necesario ninguna fuente de alimentación, por lo tanto, la salida de este medidor de corriente alterna a la salida del inversor se conecta directamente con el bornero X4 en la borna número 12 (VR6). También se hace uso de una resistencia de medida puesto que la salida de este sensor es en corriente. La salida en voltaje de X4 se conecta con la entrada AI8 del Módulo.

La última de las entradas necesarias en el Módulo NI para poder llevar a cabo las medidas de la forma deseada es la de los “pines” COM. Con estas conexiones se busca medir de forma diferencial y eliminar otras referencias no deseadas. Como se ha comentado con anterioridad, es necesario conectar 0V. Para ello se conectan las entradas COM con las bornas 18 y 19 de X4. En las entradas de X4 A se ha llevado 0V provenientes de una de las fuentes de alimentación, en este caso de FA2. Las entradas de X4 B se han dejado vacías, de forma que a las entradas de los puertos COM se lleve +/- 0V y funcione correctamente la medida diferencial. En la Figura 36 se muestra la conexión especificada por el fabricante.



Connect the ground signal to COM to keep the signal source within the common-mode voltage range.

Figura 36: Conexión de la entrada COM [20]



Por último y respecto a las resistencias cerámicas elegidas para medir en voltaje la salida de los transductores MT1, MT2, MT3 y VS6, se han elegido distintos valores en sus Ohmios. La elección de valores tan dispares atiende a la razón de realizar diferentes pruebas para comprobar si una gran diferencia en la magnitud de entrada afecta a la señal capturada. Para explicarlo se comentan a continuación las pruebas realizadas y los resultados obtenidos a partir de ellas. Para el transductor MT3 se espera que realice capturas de valores próximos a 225V, por lo tanto generará corrientes de salida de valor 22,5mA (0,0225A) aplicando la relación de transformación Entrada:Salida (500V:50mA) proporcionada por el fabricante. Seleccionando una resistencia de 333Ω, aplicando la Ley de Ohm [Ecuación 7] se espera obtener un voltaje de entrada de 7,49V. Valor que se encuentra dentro del rango de operación del Módulo NI9220 de +/- 10V.

$$V = I * R; I = V/R$$

Ecuación 7: Ley de Ohm

Para MT2 la relación de transformación Entrada:Salida es 750V:50mA, por lo que para 225V las corrientes de salida se sitúan en 14,67mA (0,01467A). Con una resistencia de 180Ω el voltaje de entrada al Módulo NI9220 es de 2,64V. Se puede apreciar que son valores bastante diferentes, pero dentro del rango de trabajo. Una vez instalado el sistema de captura, se ha comprobado con los datos indicados por el inversor y con un polímetro si los valores reales coinciden con los capturados, aunque se observen grandes diferencias en los voltajes de entrada provenientes de los transductores de tensión. Se ha comprobado, como se analiza más adelante en el trabajo, que los valores capturados por el sistema y el valor que se toma como exacto son próximos entre sí. Debido a esto, con esta prueba se concluye que el valor de las resistencias cerámicas no afecta en gran medida a los valores que se capturan siempre que los voltajes generados se encuentren dentro del rango de trabajo. Es por ello por lo que se han elegido distintos valores para las cuatro resistencias necesarias.

Se han comentado y explicado las diferentes conexiones que permiten entender el cuadro anteriormente mostrado en relación con los elementos que lo forman, sin embargo, se muestran en las conexiones del cuadro eléctrico otras conexiones que no tienen relación con los objetivos del proyecto. Esto se debe a elementos que se conectaron y que finalmente no ha sido necesario utilizar.

Una vez realizado el esquema de las diferentes conexiones, se procede al montaje del sistema. Para ello, se utiliza una caja de pared para cuadros eléctricos. Conociendo los distintos elementos que lo forman y sus dimensiones, en la Figura 37 se representa un pequeño croquis de la distribución escogida con algunas de las medidas más representativas en

cuanto a la colocación de los distintos elementos. Con una línea roja se ha marcado la línea central de los carriles DIN donde van ancladas las fuentes de alimentación, los dispositivos de protección y los borneros. Con una línea azul se marca la línea central de las regletas para introducir los distintos cables.

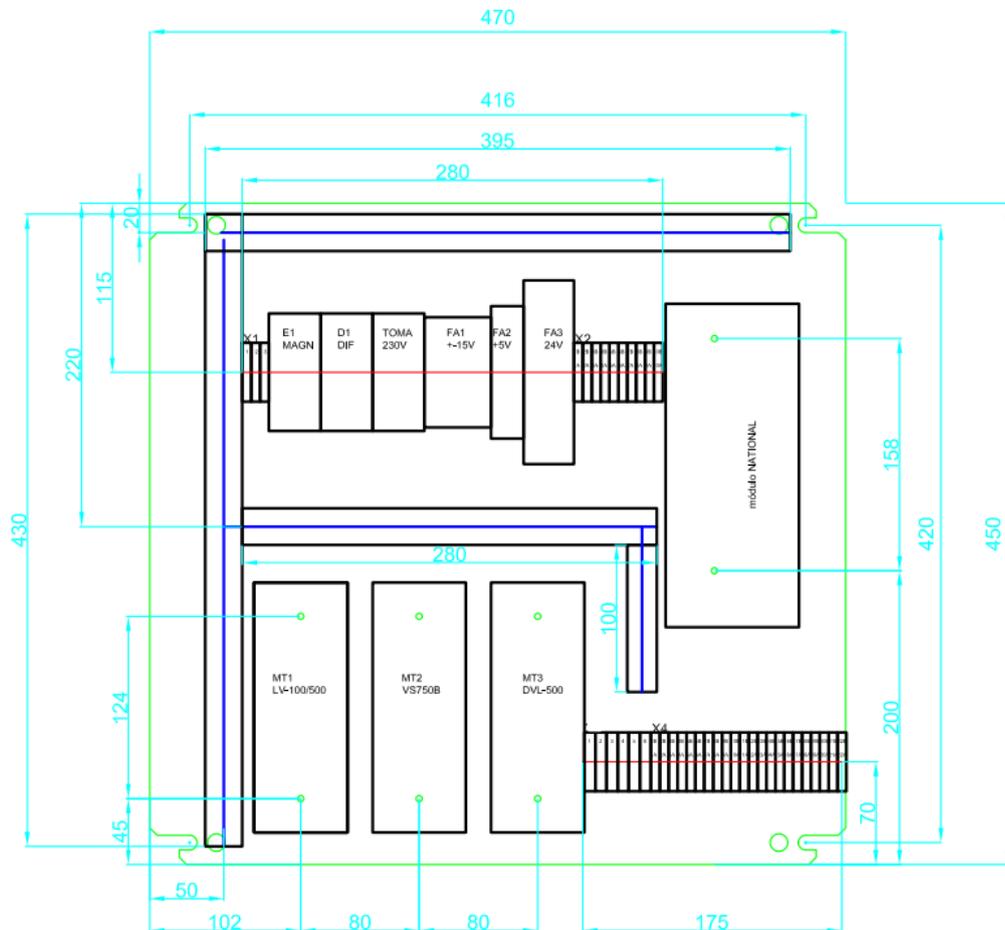


Figura 37: Croquis de disposición de los elementos dentro del cuadro. Fuente: Fundación CARTIF.

Conocidas las medidas y la distribución final, se elige una caja de pared de dimensiones 500x500x250mm como la que se muestra en la Figura 38. En esta caja se realiza el montaje de todos los elementos del sistema, de forma que queden protegidos frente a posibles inclemencias meteorológicas.



Figura 38: Caja de pared para montaje del sistema [26]

Como es necesario que varias conexiones de los diferentes transductores entren o salgan del cuadro, se han realizado ocho perforaciones en la tapa de la zona inferior de la caja. Se han utilizado doce piezas del tipo Racor Tubo, las cuales permiten introducir desde el exterior o sacar de la caja un cable de determinadas dimensiones. Estas piezas permiten ser apretadas una vez introducidos los cables de forma que las uniones queden estancas y no se produzcan filtraciones de agua al interior del cuadro, que sería peligroso. De las doce piezas, una se ha utilizado para introducir en la caja la alimentación desde la red eléctrica y el cable Ethernet para conectar al chasis de red, tres para introducir los cables provenientes de las placas para medir la tensión con los transductores, tres para los cables que lleva la alimentación a los transductores de corriente continua y que devuelven las medidas de corriente que atraviesan las filas y el último para introducir el cable que devuelve el valor de la corriente alterna que proporciona el último de los transductores. En la Figura 39 se muestra la pieza tipo racor tubo utilizado, cada una con las dimensiones adecuadas para el cable o tubo que lo atraviesa.



Figura 39: Pieza Racor Tubo. Fuente: Fundación CARTIF

Una vez finalizado el esquema eléctrico y elegida la disposición final de los elementos que conforman el cuadro, se procede al montaje de los distintos elementos mediante el uso de carriles DIN en aquellos que sea necesario o mediante el uso de taladros anclándolos directamente sobre la tapa de acero dispuesta para el anclaje de dispositivos dentro de la caja de pared. En la Figura 40 se muestra el cuadro finalizado. En la Figura 41 se muestran las piezas tipo Racor, su disposición y su nomenclatura. S1, S2 y S3 hacen referencia a los transductores de corriente continua VS1, VS2 y VS3 respectivamente. S6 hace referencia al transductor de corriente alterna VS6. HT1, HT2 y HT3 hacen referencia a los transductores de tensión MT1, MT2 y MT3 respectivamente. La etiqueta “230V” hace referencia al cable de alimentación del cuadro. Por último, en la entrada “RED” se introduce el cable de red que permite conectar mediante Ethernet el dispositivo de captura con la red IoT. El resto de las entradas no ha sido necesario utilizarlas.

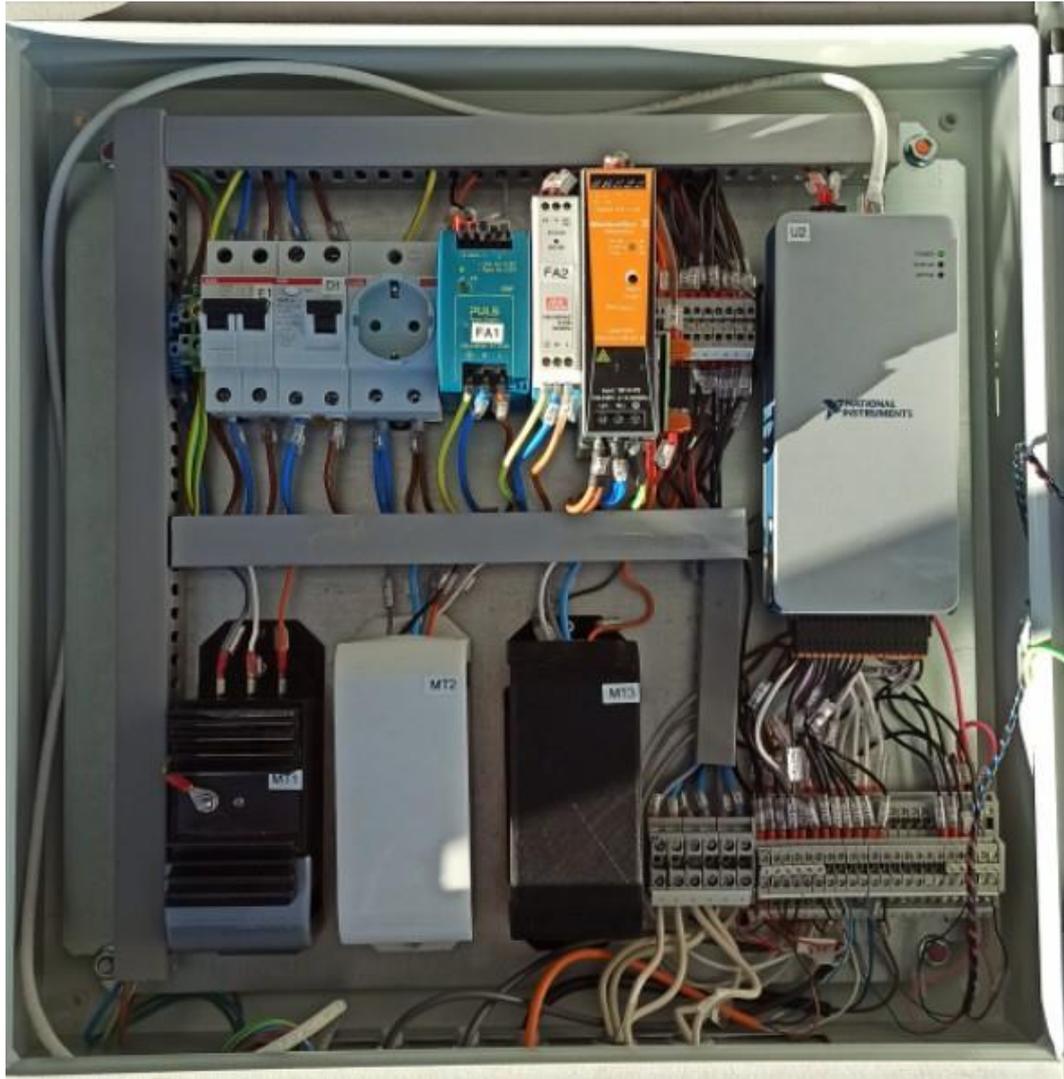


Figura 40: Cuadro eléctrico finalizado con las distintas conexiones. Fuente: Fundación CARTIF



Figura 41: Instalación y nomenclatura de las piezas Racor Tubo. Fuente: Fundación CARTIF

Por último, dentro del montaje del sistema de monitorización se muestran las diferentes conexiones de los sensores con la instalación solar fotovoltaica que se utiliza para realizar las medidas.

Los transductores de corriente continua se han colocado en serie con cada una de las filas en que se quiere medir la corriente que las atraviesa. Para ello, se hace pasar uno de los cables de unión entre dos de las placas de esa fila por el orificio del sensor dispuesto para ello. Se colocan dos en dos filas distintas, la limpia y la que se deja ensuciar. Es recomendable que el sentido de la corriente que lo atraviesa siga la dirección marcada por el sensor, de esta forma la lectura de la corriente que se realiza es en valores positivos. Si se coloca en sentido opuesto a la corriente, la lectura se realiza en valores negativos y hay que tenerlo en cuenta. Para la medida de la corriente continua total que llega al inversor, el transductor se ha colocado a la salida de una de las cajas estancas. Como el cableado de los módulos fotovoltaicos se lleva a cabo mediante polos separados, se utilizan dos cajas estancas (1 positiva y 1 negativa) donde se llevan cada uno de los polos. De esta forma, la salida de cada caja es la que se lleva al inversor y por lo tanto la corriente que sale de ellas es la total que han generado los 36 paneles de ese grupo de placas. Se utiliza la caja con los polos positivos para colocar el transductor. Debido a que cada caja cuenta con elementos de protección y seguridad, es seguro manipularlo para colocar el sensor en la posición deseada. En las Figuras 42, 43 y 44 se muestran las conexiones de estos transductores.



Figura 42: Conexión transductores CC. Fuente: Fundación CARITF



Figura 43: Conexión VS1 y VS2 en las filas de nueve paneles. Fuente: Fundación CARTIF

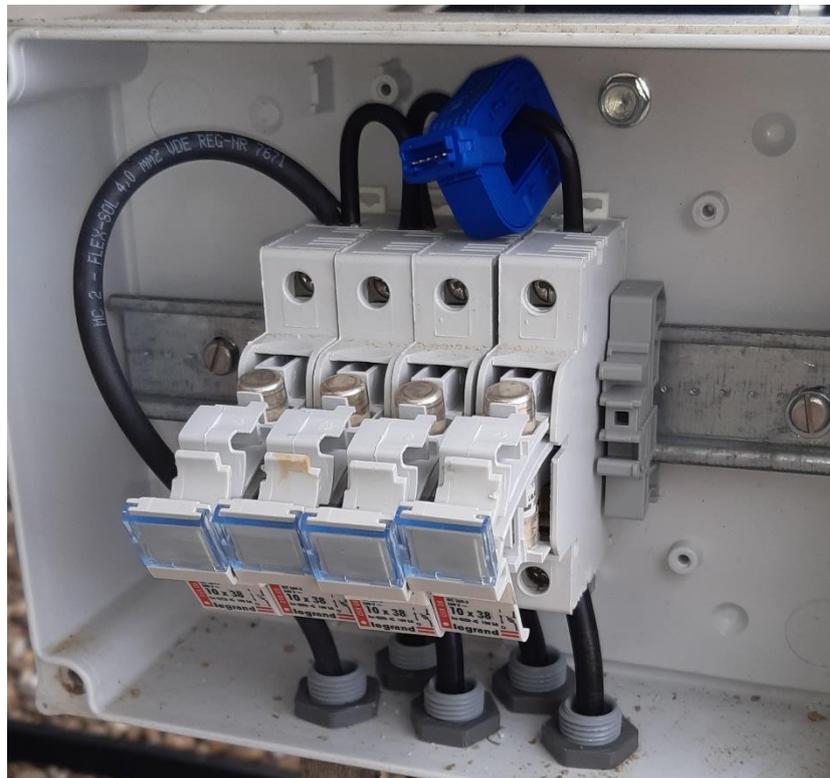


Figura 44: Conexión VS3 en la salida de los 36 paneles. Fuente: Fundación CARTIF

Para las conexiones de los transductores de tensión se utilizan los bornes positivo y negativo que disponen cada una de las placas. Para medir el voltaje de una fila de nueve paneles, se coloca en una de las entradas del sensor un cable unido a la borna positiva del módulo número 1 de la fila y en la otra entrada del sensor se une el cable con el borne negativo del módulo número 9



de la fila. De esta forma se consigue medir la diferencia de potencial generado en esa fila de nueve paneles. Esto también se hace para las dos filas, limpia y sucia, que se quieren medir. Con el objetivo de unir las bornas positiva y negativa de las placas con los cables que se llevan a los transductores, se utiliza un cable en cuya terminación se añade un final de cable de tipo arandela. Este final de cable se introduce en el borne de la placa y se fija con una arandela metálica. Por motivos de seguridad se han añadido fusibles a los cables que se unen a los sensores, de esta forma se pueden desconectar para manipular las uniones con los transductores y después volver a conectarlos. En la medida de la tensión total que entra al inversor se vuelven a utilizar las cajas estancas donde están conectados los dos polos. En las Figuras 45 y 46 se muestran las diferentes conexiones para conseguir las medidas de voltaje.



Figura 45: Conexión de los transductores de tensión en los bornes positivo y negativo de las placas. Fuente: Fundación CARTIF



Figura 46: Elementos de protección y seguridad para las conexiones de los transductores de tensión. Fuente: Fundación CARTIF

La última de las conexiones necesarias es la del transductor de corriente alterna, que se conecta a la salida del inversor. Como ya se ha indicado anteriormente, este sensor es de tipo pinza y tan solo es necesario hacer pasar el cable de red que sale del convertor CC/CA por su pinza. En la Figura 47 se muestra la conexión de este transductor de corriente alterna.

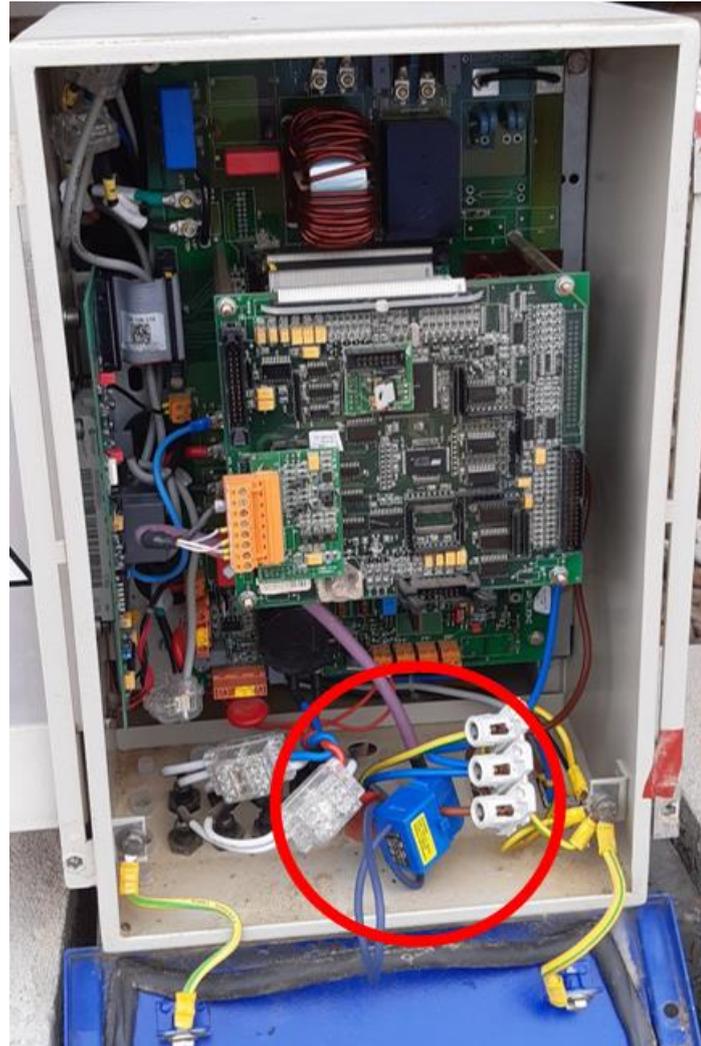


Figura 47: Conexión del transductor de CA a la salida del inversor. Fuente: Fundación CARTIF

En la Figura 48 se muestra un croquis con la conexión de los transductores mostrados en las figuras 22, 44 y 47. Estos se encargan de medir tanto la tensión como la corriente total que entra en el inversor y la corriente que sale de este, respectivamente. Estos transductores aguas arriba del inversor, conectados de esta forma, son los que se utilizan más adelante para valorar la adecuación de los elementos del sistema.

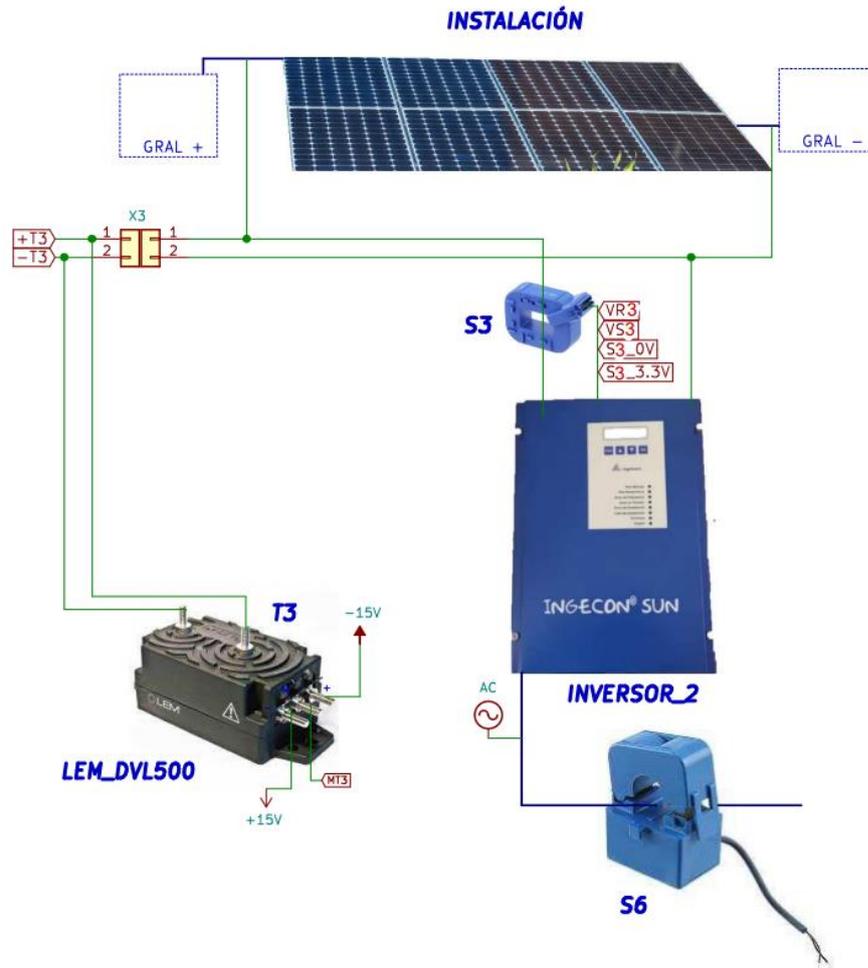


Figura 48: Croquis de conexión de los transductores VS3, VS6 y MT3. Fuente: Fundación CARTIF

4.4 Conexión del chasis con una red IoT

Una red IoT o *Internet of Things* permite interconectar entre sí varios dispositivos, con el objetivo de intercambiar datos entre ellos. Al utilizar este tipo de red se abre la posibilidad de compartir los datos capturados por el Módulo NI 9220 con otro dispositivo, en este caso con otro ordenador de la empresa, y analizar así los datos de forma remota.

Para llevar a cabo esta conexión, es necesario realizar una conexión mediante un cable Ethernet desde la boca de red hasta el chasis y otra desde otra boca de red al ordenador que va a recibir los datos. Una vez realizadas estas conexiones y conociendo desde qué bocas de red salen los cables Ethernet, se conectan ambas bocas entre sí desde la sala principal de conexiones de la empresa. De esta forma se consigue conectar entre sí las dos bocas y permitir el envío de datos de una salida a otra.



Una vez emparejadas las dos bocas de red seleccionadas, es necesario que tanto el chasis como el ordenador al que se envían los datos pertenezcan a la misma red. Para ello se comprueba la dirección IP del ordenador conectado a la red mediante el cable, en este caso la dirección IP es 169.254.13.133. Conocida la dirección IP de la red se entra en la página web del Módulo 9220 de National Instruments conectando el Módulo con el chasis y todo ello a la alimentación y a la misma red que alimenta el ordenador. Una vez conectado a la red, el módulo permite acceder a su propia página web que incorporan los dispositivos de NI y desde ella acceder a sus características, entre ellas la dirección IP del Módulo. Se comprueba que la dirección IP que le ha asignado la red automáticamente no pertenece a la misma subred que el ordenador que se va a utilizar. Desde la propia página, se permite cambiar la dirección IP del Módulo y el chasis, de forma que se elige una que pertenezca a la misma red que el ordenador. Para cambiarlo a una deseada, esta solo tiene que cumplir una condición y es que su máscara sea la misma.

La máscara hace referencia a los primeros dígitos de la dirección IP, en este caso XXX.XXX.XX.133. Cumpliendo esta condición se eligen los tres últimos dígitos cercanos a los que tiene la red deseada. Finalmente, la dirección IP asignada al chasis de red es 169.254.13.131. Ahora tanto el ordenador como el chasis y el módulo pertenecen a la misma subred y conectando cada uno a los cables Ethernet desde las bocas de red correspondientes, se consigue enviar los datos capturados del módulo al ordenador para tratarlos de forma remota.



Capítulo V: MONITORIZACIÓN



Una vez finalizado el diseño y el montaje de sistema para la monitorización, es necesario comprobar su correcto funcionamiento, tanto en la recepción de datos como en la precisión de los sensores empleados. Para ello se utiliza un software de captura programado en el entorno de programación “LabVIEW”, que es un software orientado a la ingeniería de sistemas. Este entorno de programación proporciona una manera consistente de adquirir datos desde hardware de NI. Este software permite visualizar resultados de forma directa con la creación integrada de interfaces de usuario y visualizadores de datos integrados.

5.1 Ajuste de la interfaz de visualización de datos

Para poder visualizar de forma correcta los datos capturados por el sistema, primero es necesario ajustar algunas de las características del entorno de captura de datos proporcionado por National Instruments, NI MAX. En primer lugar, se selecciona el chasis y el módulo con los que se está trabajando. Al acceder desde el ordenador en el que se reciben los datos, al entrar en el entorno NI MAX aparecen ambos como disponibles, por lo que se seleccionan ambos. A continuación, se seleccionan las especificaciones del Módulo que se está utilizando, en este caso que se reciben señales de tensión y los distintos “pines” o entradas en las que se reciben datos, de acuerdo con el “Pinout” que se muestra en la Figura 34.

El ajuste más importante que se debe llevar a cabo en la interfaz para una visualización de los datos que se corresponda con las unidades y magnitudes de los valores que realmente reciben las placas, es el de las escalas que se deben aplicar a cada señal recibida para transformar el valor de la señal en el valor que generan las placas. Para generar estas escalas es necesario conocer las ratios de conversión entre la entrada y la salida de los transductores y los valores de las resistencias que se han utilizado en los casos en los que han sido necesarias.

Se comienza por los transductores de corriente continua, denominados como VR1, VR2 y VR3, conectados en los puertos de entrada AI3, AI4 y AI5. Estos transductores proporcionan ya una salida en valores de tensión, por lo que en la escala que se les aplica solo hay que tener en cuenta la conversión entre entrada y salida (la sensibilidad teórica del sensor), proporcionada por el fabricante y el voltaje al que trabaja el Módulo que lo captura. A los tres transductores se les aplica la misma escala, la cual es un valor constante que se multiplica por el valor que se recibe. La sensibilidad teórica que posee son 9,2mV/A (0,0092V/A). El voltaje al que trabaja el módulo son 10V, también indicado por el fabricante. Este voltaje al que trabaja este Módulo también



afecta a la señal y por lo tanto hay que tenerlo en cuenta debido al tipo de conexión de los transductores, donde se han eliminado referencias internas. Teniendo esto en cuenta, el factor por el que hay que multiplicar la señal capturada es 92 (9,2*10). Se puede apreciar que las unidades utilizadas no se corresponden. Esto es debido a que, aunque solo se utiliza un factor para realizar la transformación, cada una de las partes que conforman este factor actúa sobre una parte de la señal.

La señal que se recibe es la salida del transductor tras pasar por el Módulo de captura. Lo que realmente nos interesa es únicamente la salida del transductor y no el valor de esta tras pasar por el resto de los elementos del sistema. Para conocer el auténtico valor de salida, se le aplica a ese dato la escala personalizada. Siendo “92” la combinación de modificaciones que se le aplican a la señal de salida de los módulos debido a los elementos del sistema, “Y” la entrada al sistema de captura y “X” la salida de los paneles, en la Ecuación 8 se aclara la transformación lineal que se utiliza.

$$Y = 92 * X = (9,2 * 10) * X; X = \frac{Y}{92} = Y/(9,2 * 10)$$

Ecuación 8: Transformación de la señal de entrada de VS1, VS2 y VS3

Indicándole el factor a la interfaz, se consigue revertir de la señal los 10V que le añade el módulo y los 9.2 mV/A que se transforman en el transductor, pudiendo observar y capturar el verdadero valor de salida de los módulos en cuanto a corriente continua. En las Figuras 49 y 50 se muestra el ajuste de la escala en la interfaz.

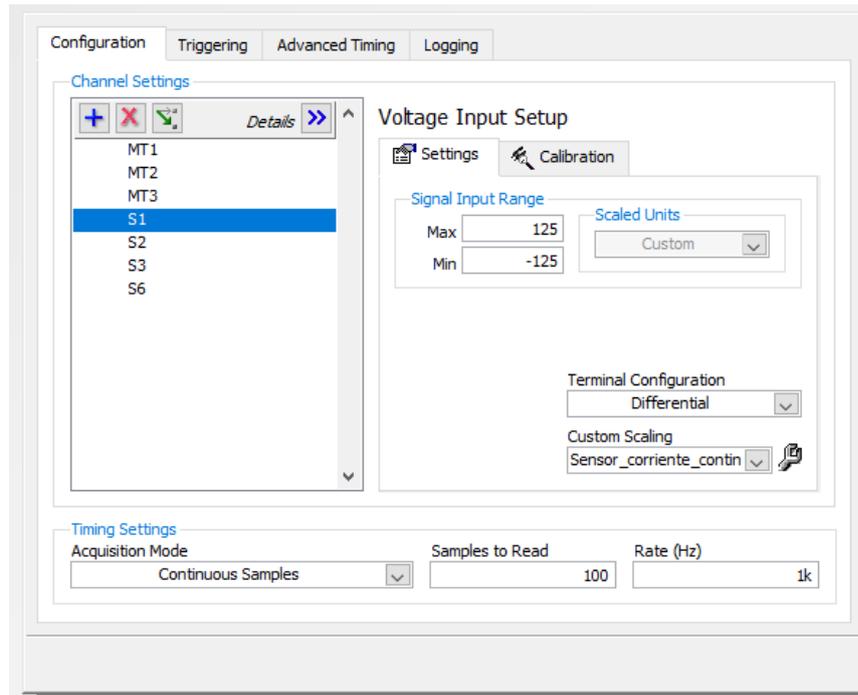


Figura 49: Ajustes interfaz con escala personalizada para VS1, VS2 y VS3. Fuente: Fundación CARTIF

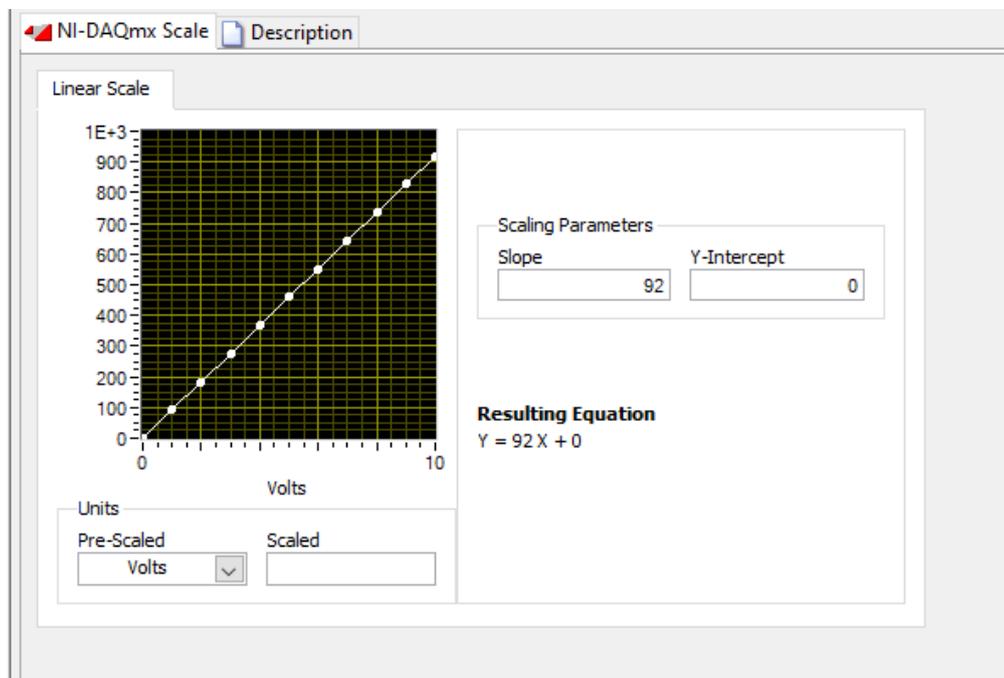


Figura 50: Escala personalizada para VS1, VS2 y VS3. Fuente: Fundación CARTIF

Para los transductores de voltaje, denominados como MT1, MT2 y MT3, conectados a las entradas AI0, AI1 y AI9 del Módulo NI, la escala se obtiene



teniendo en cuenta la relación de transformación entre la entrada y la salida y el valor en Ohmios de la resistencia cerámica elegida para recibir una señal de tensión.

Para la entrada de MT1, que es el sensor LV 100-500, el fabricante indica en sus especificaciones técnicas una relación de conversión 500V:50mA. Esta ratio indica que para una entrada de 500V la salida que se obtiene son 50mA, por lo tanto, por cada Voltio de entrada la salida es de 0,1mA (0,0001A). La señal que llega al Módulo es de tensión y para relacionarlo con la corriente de salida del transductor se aplica la Ley de Ohm [Ecuación 7].

Aplicando estos dos factores de conversión a la señal que se recibe, se consigue generar la escala. El valor de la resistencia cerámica que se utiliza para el MT1 es de valor 3k3Ω, por lo tanto, el coeficiente por el que se multiplica al valor de voltaje de la entrada es 3,03 que se obtiene de la Ecuación 9. En este caso ocurre lo mismo que con los sensores de CC. Es necesario deshacer los cambios que se han realizado sobre la señal que realmente interesa, que es la salida de los paneles. “Y” hace referencia a la entrada en el sistema de captura y “X” a la salida de los paneles. En las Figuras 51 y 52 se muestra el ajuste de la escala en la interfaz.

$$Y = \left(\frac{500V}{0.05A} * \frac{1}{3300\Omega} \right) * X = 3,03 * X; X = \frac{Y}{\left(\frac{500V}{0.05A} * \frac{1}{3300\Omega} \right)} = Y/3,03$$

Ecuación 9: Transformación de la señal de entrada de MT1

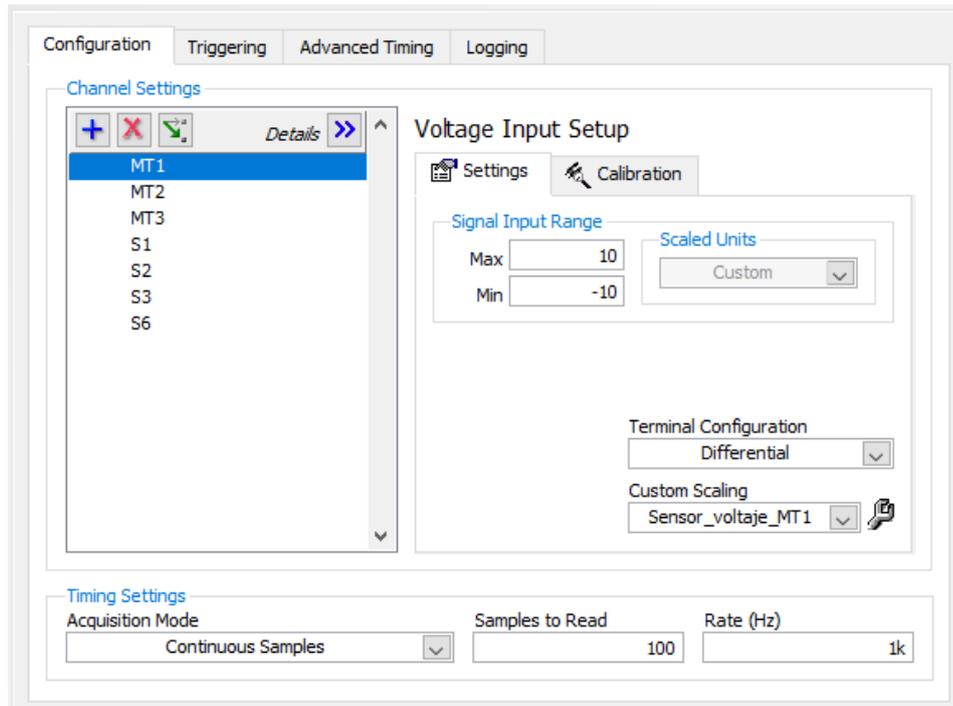


Figura 51: Ajustes interfaz con escala personalizada para MT1, MT2 y MT3. Fuente: Fundación CARTIF

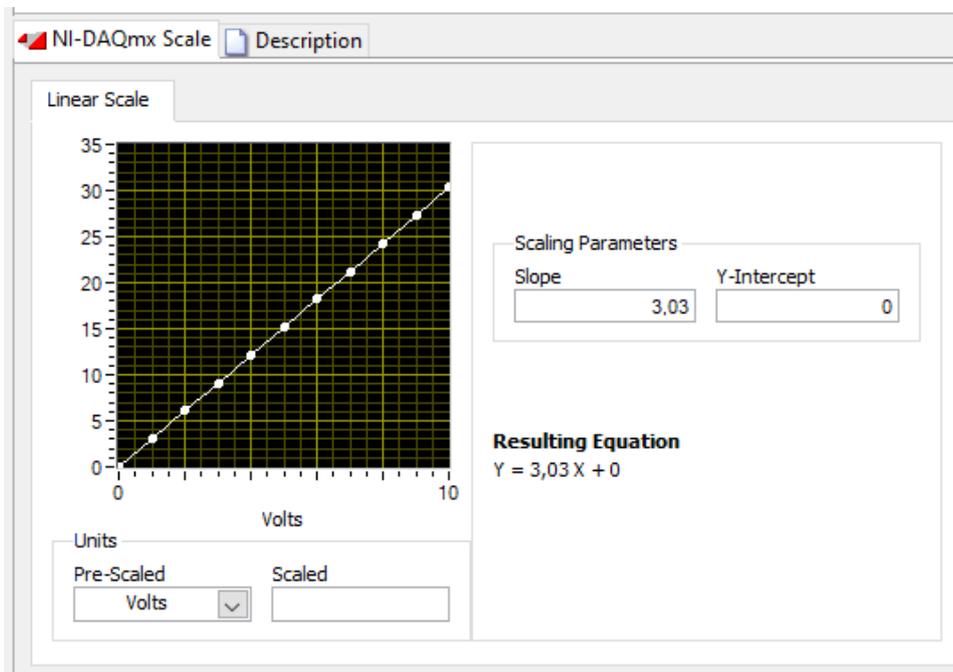


Figura 52: Escala personalizada para MT1. Fuente: Fundación CARTIF

Procediendo de forma similar, se obtienen los coeficientes que se aplican a las entradas MT2 y MT3. Para el transductor MT2 la relación de conversión es de



750V:50mA (750V:0,05A) y la resistencia utilizada es de 180Ω . En la Ecuación 10 y en la Figura 53 se muestra la escala de ajuste.

$$Y = \left(\frac{750V}{0.05A} * \frac{1}{180\Omega} \right) * X = 83,33 * X; X = \frac{Y}{\left(\frac{750V}{0.05A} * \frac{1}{180\Omega} \right)} = Y/83,33$$

Ecuación 10: Transformación de la señal de entrada de MT2

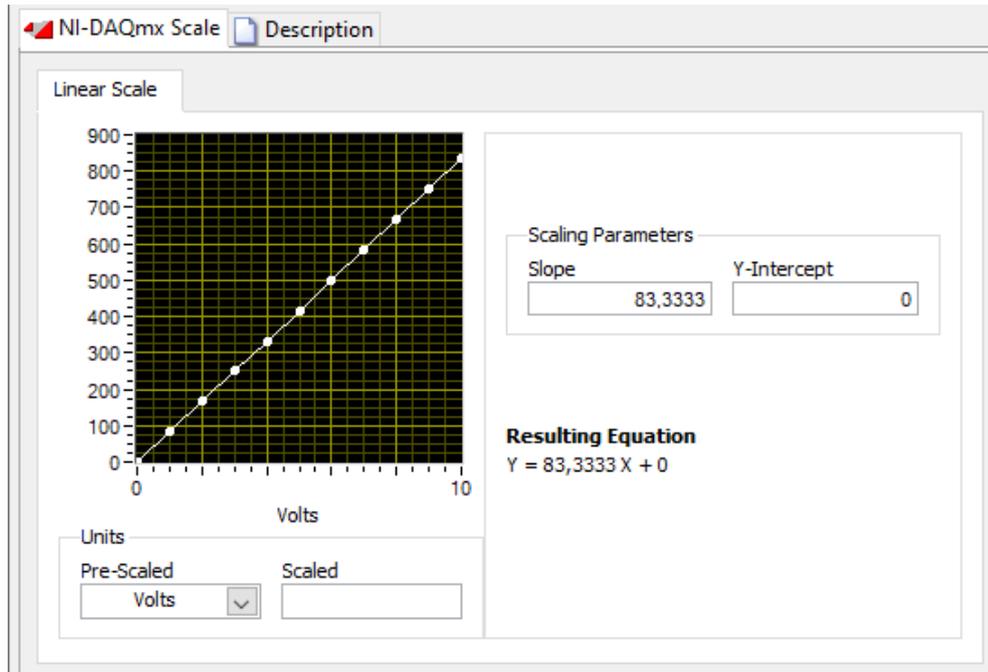


Figura 53: Escala personalizada para MT2. Fuente: Fundación CARTIF

Para MT3 se vuelve a tener la misma relación de transformación que en MT1, aunque el valor de la resistencia es ahora 333Ω . En la Ecuación 11 y en la Figura 54 se muestra la escala de ajuste.

$$Y = \left(\frac{500V}{0.05A} * \frac{1}{333\Omega} \right) * X = 30,30 * X; X = \frac{Y}{\left(\frac{500V}{0.05A} * \frac{1}{333\Omega} \right)} = Y/30,30$$

Ecuación 11: Transformación de la señal de entrada de MT3

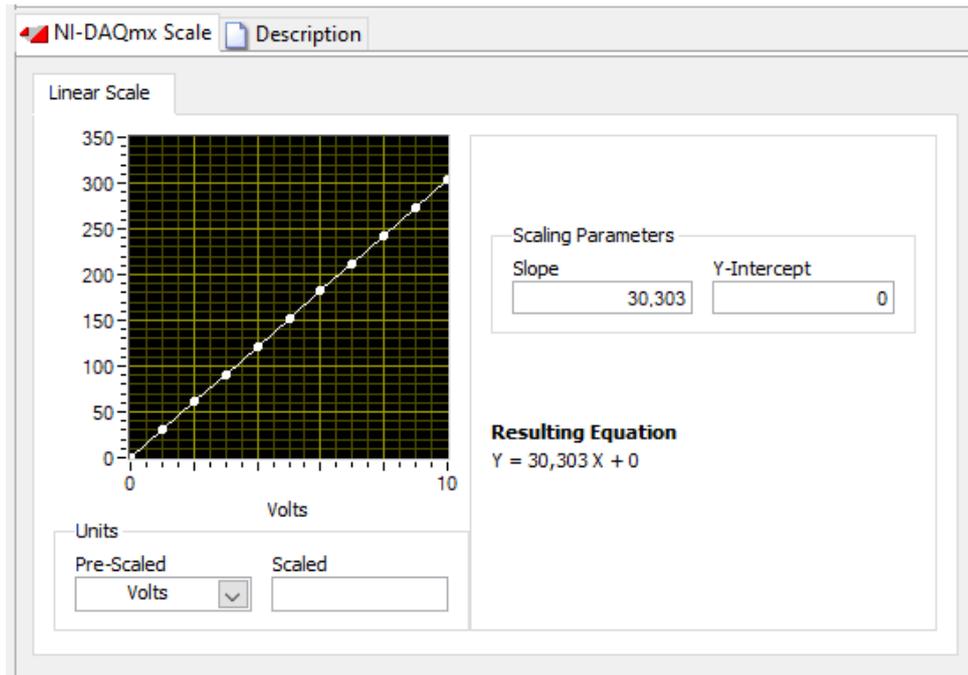


Figura 54: Escala personalizada para MT3. Fuente: Fundación CARTIF

Por último, para el transductor de corriente alterna VS6 se opera de igual forma que con los de tensión, ya que su salida es en valores de corriente. La relación entre entrada y salida es de 50A:16,66mA (50A:0,01666A) y la resistencia utilizada es de 1000Ω. En la Ecuación 12 y en las Figuras 55 y 56 se muestra el ajuste de la escala.

$$Y = \left(\frac{50A}{0.0167A} * \frac{1}{1000\Omega} \right) * X = 3 * X; X = \frac{Y}{\left(\frac{50A}{0.0167A} * \frac{1}{1000\Omega} \right)} = Y/3$$

Ecuación 12: Transformación de la señal de entrada de VS6

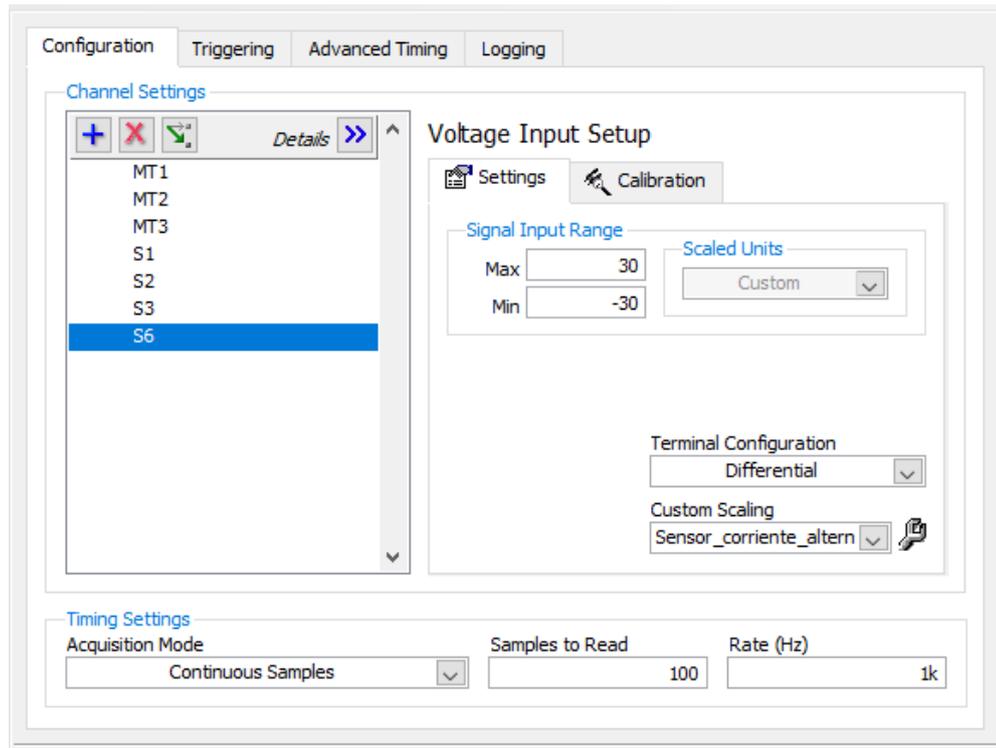


Figura 55: Ajustes interfaz con escala personalizada para VS6. Fuente: Fundación CARTIF

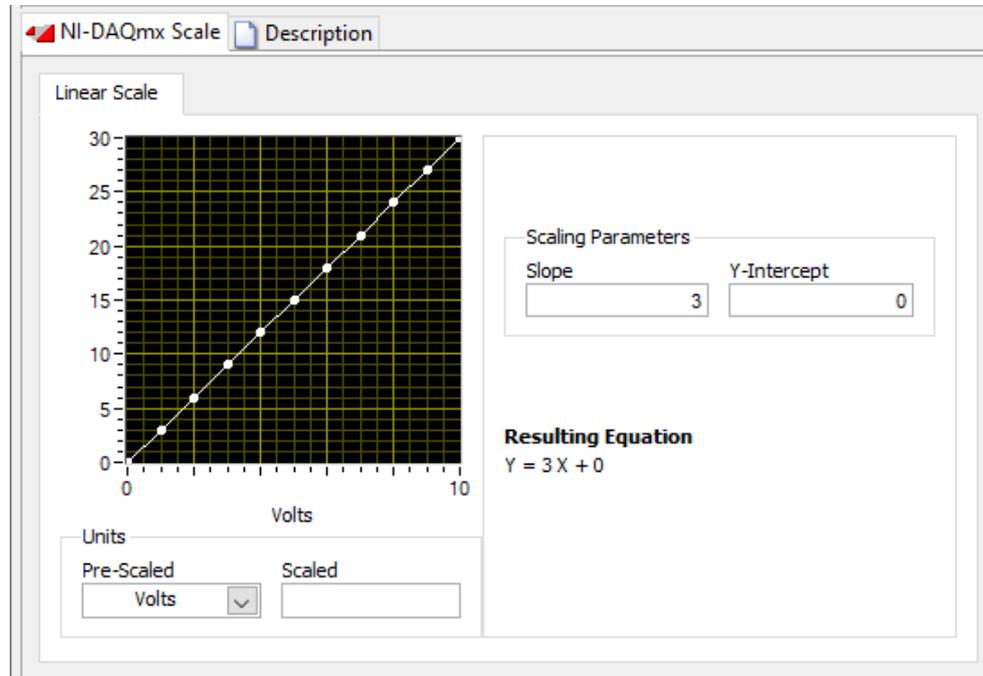


Figura 56: Escala personalizada para VS6. Fuente: Fundación CARTIF



5.2 Software para el análisis de los datos

Basándose en las representaciones que proporciona la interfaz de visualización de datos del entorno “LabVIEW”, la División de Sistemas Industriales y Digitales de la Fundación CARTIF ha creado un programa que permite recoger y almacenar los datos que se reciben del Módulo NI 9220, de forma que estos se puedan visualizar de forma posterior a su guardado.

Debido a las características de los datos que se analizan, no es necesario una captura continuada de ellos. Con el objetivo de optimizar el espacio de almacenamiento del que se dispone para guardar los datos capturados, se sigue una estrategia discreta en su captura. Se capturan datos en un intervalo de 15 segundos y una vez finalizada la recogida de estos, se esperan 10 segundos hasta realizar la siguiente captura. Este intervalo de capturas y posterior espera se ha elegido de forma experimental. Se ha comprobado que diez segundos es tiempo suficiente para detectar fenómenos de sombras temporales, como el paso de una nube, que sean el motivo de una reducción en los parámetros que se recogen. Para el tiempo de espera entre una captura y otra, también se ha comprobado que es adecuado para observar el comportamiento representativo de la instalación sin que se produzcan saltos o variaciones en los datos capturados que dificulten la interpretación de los resultados.

La frecuencia de muestreo que se utiliza son 5000Hz, inferior al máximo indicado por el fabricante de 100kS/s (*kilo-samples per second*) o “100000 muestras por segundo”. El valor seleccionado es significativamente más bajo que el máximo permitido. Esto se debe a que los parámetros más importantes que se recogen son de corriente continua y por lo tanto no experimentan cambios significativos que requieran una mayor precisión a lo largo de un segundo. Si se aumenta la frecuencia de muestreo, el espacio que ocupa cada archivo es mayor y los datos que se obtienen son igual de representativos que los obtenidos a menores frecuencias.

También con el objetivo de maximizar el espacio de almacenamiento del que se dispone, se ha introducido en este software para el análisis una función denominada *Trigger-RMS*. Con ella lo que se busca es que el sistema no realice ninguna captura si uno de los parámetros no se encuentra dentro de cierto umbral seleccionado. El dato al que se le aplica esta función es uno de los más representativos y este es la media cuadrática (RMS) de la corriente total que llega hasta este inversor, generado por los 36 paneles que forman las cuatro filas, capturado por el transductor VR3. Tras hacer funcionar al sistema durante varios días, se ha observado que un valor adecuado se encuentra en torno a los 0.4A. Este es el valor que se captura pasadas pocas horas del amanecer, donde el sol ya se proyecta en su totalidad sobre los paneles sin que algunas



de las sombras explicadas en el subcapítulo 3.1 afecten a los valores generados. De esta forma se consigue diferenciar las horas de sol útiles de la noche y horas en las que la irradiancia es muy baja, siendo por lo tanto innecesario capturar datos de tensión y corriente.

Los archivos generados se guardan automáticamente en carpetas cuyo nombre es el día en el que se han capturado los datos. Dentro de esta, el nombre de cada uno de los archivos es la fecha y hora en que se ha finalizado cada captura. Esta forma de organizar los archivos facilita el análisis de los datos y el análisis de adecuación del sistema que se explica a continuación. En las Figuras 57 y 58 se muestran los ajustes anteriormente indicados del software para el análisis de datos y la interfaz que incorpora para la visualización.

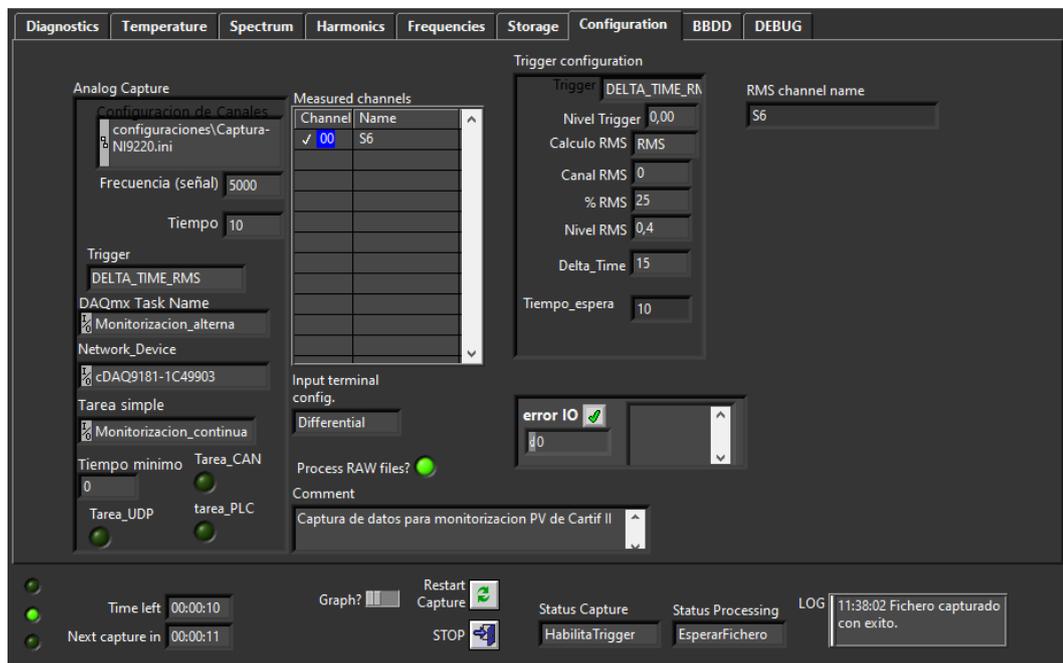


Figura 57: Ajustes del software para el análisis de datos. Fuente: Fundación CARTIF

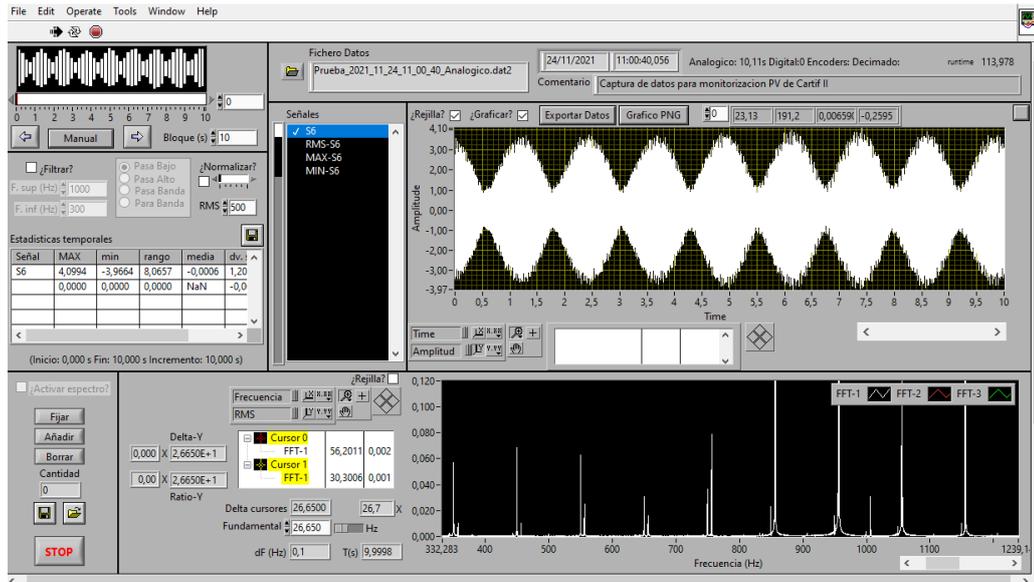


Figura 58: Interfaz de visualización. Fuente: Fundación CARTIF

En esta interfaz de visualización se encuentra representada la salida de corriente alterna capturada por el transductor VS6. En la tabla blanca de la parte izquierda se indican sus valores más representativos durante el tiempo de captura. También aparecen reflejados los valores medios capturados por otros sensores en la parte superior de la gráfica de la corriente capturada. Esta representación se puede cambiar para graficar cualquiera de los otros datos capturados. De esta forma, se consigue analizar de forma remota los datos capturados por todos los sensores, conociendo sus valores más representativos.

5.3 Adecuación de los elementos del sistema a los valores que son capturados

En este apartado se pretende mostrar la precisión de los datos capturados por los sensores instalados, comparándolos con los valores de entrada y salida del inversor. Estos últimos son proporcionados por el propio inversor y son mostrados en una pantalla que tiene incorporado. Anotando sus valores y comparándolos con los obtenidos por sistema de monitorización se consigue comprobar la adecuación de la instalación y su funcionamiento, que permitan alcanzar los objetivos buscados.

Para llevar a cabo este procedimiento se han indicado el día y la hora a la que se realizan las anotaciones de los valores proporcionados por el inversor. Conocidos la hora y el día en que se anotan los datos de forma manual,



posteriormente se procede a buscar el archivo guardado en el momento en que se han realizado las anotaciones manuales. Los valores que se han decidido comparar son la tensión y la corriente continua de entrada al inversor. Se eligen estos datos porque son los valores más grandes con los que van a trabajar los distintos transductores. Como las mediciones se realizan a lo largo de toda la mañana, los valores capturados abarcan todo el rango, desde valores bajos de corriente cuyo comportamiento se puede trasladar a los transductores de CC de solo una fila ($\approx 6A$) hasta valores máximos de tensión total que son prácticamente iguales a los generados por una fila de nueve paneles ($\approx 225V$).

En la Tabla 4 se presentan los datos anotados y capturados de la tensión total, estos últimos obtenidos con el transductor MT3.

Nº medición	Voltaje entrada inversor (Vcc)	Voltaje entrada transductor (Vcc)	Hora medición	Día medición
1	207	206	9:48h	28/09/21
2	221	222	10:20h	28/09/21
3	216	216	11:12h	28/09/21
4	201	202	11:42h	28/09/21
5	208	210	12:26h	28/09/21
6	207	210	13:18h	28/09/21
7	208	210	14:07h	28/09/21
8	213	216	09:10h	01/10/21
9	226	225	09:45h	01/10/21
10	222	224	10:20h	01/10/21
11	208	210	11:10h	01/10/21
12	197	203	11:45h	01/10/21
13	208	214	12:30h	01/10/21
14	221	220	13:15h	01/10/21
15	189	196	13:55h	01/10/21
16	209	203	9:10h	04/10/21
17	231	229	9:47h	04/10/21
18	228	224	10:23h	04/10/21
19	219	225	11:02h	04/10/21
20	225	222	11:47h	04/10/21
21	204	209	12:29h	04/10/21
22	196	202	13:12h	04/10/21
23	196	201	13:53h	04/10/21

Tabla 4: Tensión total generada en diferentes fechas y horas

En la Tabla 5 se presentan los datos anotados y capturados de la corriente total, estos últimos obtenidos con el transductor VR3.



Nº medición	Corriente entrada inversor (Acc)	Corriente entrada transductor (Acc)	Hora medición	Día medición
1	1,96	1,80	9:48h	28/09/21
2	4,35	4,06	10:20h	28/09/21
3	7,40	6,42	11:12h	28/09/21
4	19,95	16,50	11:42h	28/09/21
5	6,15	5,35	12:26h	28/09/21
6	18,76	15,20	13:18h	28/09/21
7	17,30	14,40	14:07h	28/09/21
8	2,08	1,80	09:10h	01/10/21
9	3,65	3,25	09:45h	01/10/21
10	5,61	5,10	10:20h	01/10/21
11	18,04	16,20	11:10h	01/10/21
12	21,90	18,30	11:45h	01/10/21
13	6,22	5,20	12:30h	01/10/21
14	22,09	12,50	13:15h	01/10/21
15	25,66	21,40	13:55h	01/10/21
16	0,99	1,05	9:10h	04/10/21
17	3,92	3,34	9:47h	04/10/21
18	4,32	3,70	10:23h	04/10/21
19	5,23	4,40	11:02h	04/10/21
20	6,72	5,54	11:47h	04/10/21
21	23,39	18,8	12:29h	04/10/21
22	24,74	20,30	13:12h	04/10/21
23	25,75	20,80	13:53h	04/10/21

Tabla 5: Corriente total generada en diferentes fechas y horas

Una vez realizadas las mediciones, se presentan las siguientes figuras. Con ellas se busca facilitar el análisis de los resultados y concluir si el sistema se adecua a los objetivos del trabajo.

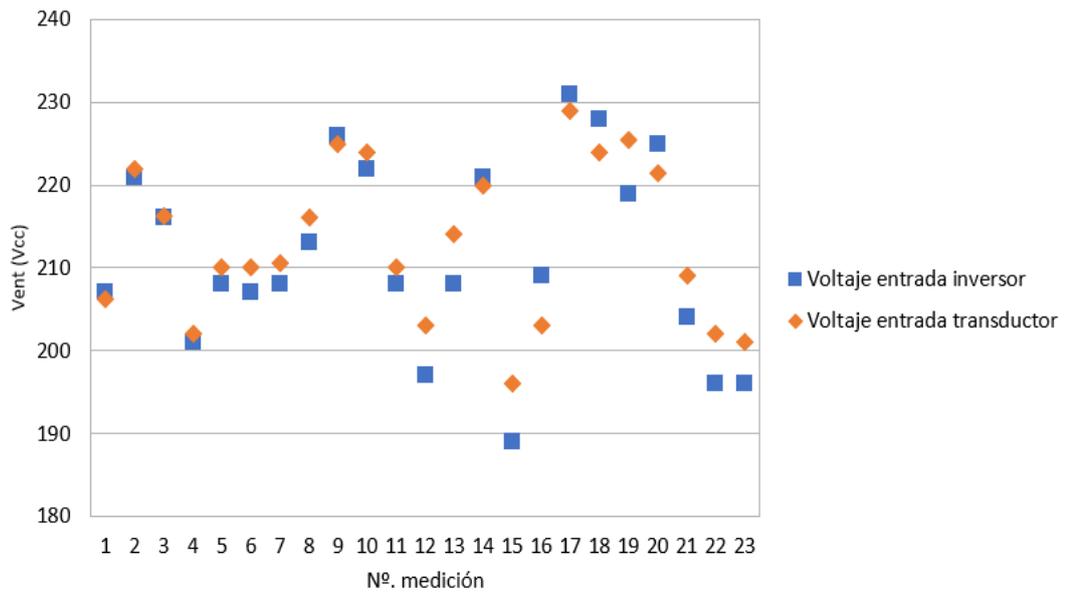


Figura 59: Representación gráfica de la Tabla 4

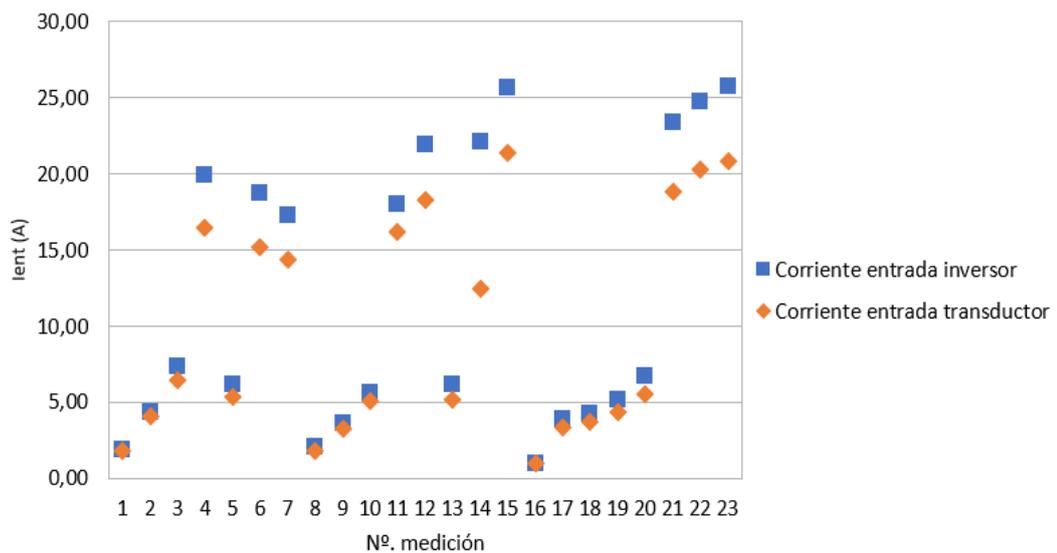


Figura 60: Representación gráfica de la Tabla 5

En la Figura 59 se muestran representados los datos de la Tabla 4. En el eje Y se representa el voltaje en voltios. En el eje X el número de medición que se encuentra en la tabla. Gracias a esta figura, se puede apreciar una estrecha correlación entre los valores capturados y los indicados por el inversor para voltajes próximos al que teóricamente generan las filas de placas según las especificaciones teóricas del fabricante ($\approx 225V$). Para valores que se alejan de este, se pueden observar mayores diferencias entre lo indicado por el



transductor y el inversor, sin embargo, los transductores MT1 Y MT2 miden valores próximos a los 225V en condiciones normales. Debido a este fenómeno en que las capturas de los transductores son más precisas cuanto más próximas están la tensión generada y la teórica, se proporciona una razón importante por la que realizar las mediciones, con el objetivo de analizar el efecto de la suciedad, durante +/- 2 horas del mediodía solar. Como ya se ha comentado, para Valladolid este rango se sitúa entre las 11h y las 15h aproximadamente. Teniendo esto en cuenta, los transductores de tensión empleados son adecuados para desempeñar su función de forma suficientemente precisa.

En la Figura 60 se muestran representados los datos de la Tabla 5. En el eje Y se representa la corriente en amperios. En el eje X el número de medición que se encuentra en la tabla. En esta figura se pueden apreciar dos casos bien diferenciados. En primer lugar, para valores de corriente próximos a 24A, que es la corriente total de los 36 paneles que llega al inversor, existen diferencias notables entre ambos valores que hacen suponer que para valores próximos a los representados el transductor no funciona correctamente. Estas diferencias pueden deberse a errores en alguna de las conexiones o un mal funcionamiento del propio transductor.

Sin embargo, para valores de corriente en torno a los 6A, existe una gran correlación entre ambas medidas. Las ventajas que esto presenta son importantes, ya que los dos transductores de corriente continua (VR1 y VR2) que se utilizan para medir la corriente que circula por la rama de nueve paneles limpiados artificialmente y la de los nueve paneles ensuciados naturalmente, tiene valores pico teóricos para un funcionamiento en condiciones normales de 6,6A. Por lo tanto, para las dos medidas más representativas sobre el efecto de la suciedad sobre las placas, estos transductores son adecuados y poseen precisión suficiente.



Capítulo VI: CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO



6.1 Consecución de los objetivos del trabajo

Como ya se ha comentado, el uso de fuentes de energía renovables es cada vez más necesario, más ahora en tiempos de un conflicto internacional que está produciendo un aumento en el coste de otros tipos de fuentes de energía no renovables. Aunque existen varios tipos de fuentes de energía limpias y cuidadosas con el medio ambiente, la energía fotovoltaica se sitúa entre las más utilizadas en el presente. Esto se debe a que es una tecnología en constante evolución, donde se están encontrando nuevas maneras para aumentar el rendimiento manteniendo unos precios competitivos y con una larga vida útil.

Partiendo de que este tipo de generación de energía depende ampliamente de factores externos, junto con la Fundación CARTIF se ha llevado a cabo este trabajo con unos objetivos definidos. Tras analizar las distintas tecnologías, factores externos, procedimientos y elementos del mercado que permiten la consecución de estos, se ha finalizado la primera de las partes de este proyecto con claros resultados.

En cuanto al primero de los objetivos marcados inicialmente, este se ha cumplido en su totalidad. Basándose en los funcionamientos de otros sistemas que buscan cuantificar el efecto de la suciedad sobre la energía producida por los paneles, se ha conseguido crear uno personalizado que se ajusta en su totalidad a la instalación que se utiliza para la toma de datos. Como se han explicado respecto de las características de la instalación y las propiedades de los elementos del sistema, estos razonamientos y los componentes que lo forman pueden ser trasladados a cualquier otra instalación, de forma que puedan ser utilizados en otros sistemas fotovoltaicos de características distintas en los que se quiera analizar su comportamiento frente a la suciedad.

Respecto al segundo de los objetivos buscados, este también se cumple holgadamente. Una vez instalado el sistema y utilizando los valores marcados por el inversor al que llegan las salidas de los 36 paneles, los cuales se toman como correctos y suficientemente precisos, se ha logrado comparar el funcionamiento de los principales transductores de tensión y corriente continua utilizados. Aunque los resultados capturados por los transductores no son completamente iguales a los marcados por el inversor, estos son suficientemente próximos para tomarlos como representativos de los valores de salida que están teniendo lugar en los módulos. Se han obtenido resultados que permiten tomar como adecuados los valores marcados por el sistema de monitorización diseñado, de forma que se consigue cumplir el segundo de los objetivos marcados.



De los objetivos académicos que se han buscado conseguir, indicados en el primer capítulo, algunas de sus competencias ya han sido trabajadas durante la redacción de este trabajo, principalmente las de expresión escrita. El resto de las capacidades adquiridas y trabajadas se detallan a continuación en el subcapítulo de 6.3.

En conclusión, el sistema creado y diseñado cumple con las expectativas y objetivos que se buscaba conseguir. Aunque se han analizado métodos más novedosos y complejos, este ha sido diseñado para ajustarse a las características de que dispone la instalación, además de haber supuesto un coste fraccional en comparación con otras tecnologías del mercado.

6.2 Vías futuras

Aunque los objetivos buscados con este trabajo han sido el diseño y montaje del sistema de monitorización y la comprobación de su adecuación a los parámetros que se busca medir, la utilización del sistema pretende ser mayor. Con anterioridad en este trabajo, se ha explicado la forma más directa de analizar el efecto de la suciedad sobre las placas. Calculando el “*Soiling Ratio*” y el “*Soiling Rate*” a partir de los valores capturados, se consigue interpretar cómo está afectando la suciedad a la generación de potencia. Como continuación a este proyecto se puede utilizar el sistema instalado para obtener estos valores y calcular estos parámetros. Como estos pueden ser analizados de forma remota y diaria, se pueden utilizar para comprobar cuanta energía se está dejando de generar y el impacto económico que esto tiene. Analizando también el coste de una limpieza de la instalación, se podrá utilizar para crear una estrategia de limpieza personalizada en función de la estación, el tiempo u otros factores que no se hayan podido tener en cuenta si se utilizase otro método.

Otro de los pasos posteriores sería utilizar este sistema para medir y analizar la salida de la instalación tras realizar sobre ella experimentos con distintos tipos de suciedad, distintas concentraciones o formas de aplicación, con el objetivo de sacar conclusiones sobre las características de las partículas que ensucian los módulos y cómo estas afectan a la generación de potencia. Este tipo de trabajos futuros se pueden enmarcar en el ámbito de la investigación para mejorar los rendimientos que se consiguen en estas instalaciones fotovoltaicas.



6.3 Consideraciones adicionales

En la realización de este proyecto como Trabajo de Fin de Grado se han tenido en cuenta ciertas consideraciones, tanto ambientales como económicas, que se detallan a continuación.

Respecto a las consideraciones ambientales, este proyecto ha supuesto un muy bajo impacto ambiental en gran parte gracias a la Fundación CARTIF, quienes no solo me han permitido utilizar sus instalaciones y sus equipos, sino que también han compartido sus conocimientos en materia de reutilización y aprovechamiento siempre que ha sido posible. De todos los transductores, fuentes de alimentación y otros elementos del cuadro, solo ha sido necesario comprar un transductor de tensión y tres de corriente continua, además de la caja de pared que contiene al resto de elementos. Todos ellos pueden volver a ser reutilizados una vez finalizado el actual proyecto. Este reducido impacto económico también afecta directamente al impacto ambiental, ya que la mayoría de los componentes son reutilizados permitiendo así la reducción de ambos. Una vez finalizada la vida útil de cualquiera de los elementos, estos pueden ser enviados de vuelta a los fabricantes, quienes pueden reciclarlos y disminuir con ello el impacto ambiental que supone desecharlos.

En el ámbito económico, el elemento comprado más caro es con diferencia el transductor de tensión. Aunque su coste es elevado, una vez finalizada la función que desempeña en este trabajo puede ser utilizado en multitud de otros proyectos gracias al amplio abanico de tensiones en las que puede ser utilizado. Gracias a ello, su amortización se puede alargar hasta 20 años por lo que el coste que recae en este sistema se reduce considerablemente.

En cuanto al tiempo empleado en cada una de las fases del Trabajo de Fin de Grado, se ha comenzado con una importante búsqueda de información en el ámbito fotovoltaico. Se han aprendido aspectos importantes en cuanto a las instalaciones, sus componentes y la influencia sobre ellos de parámetros externos. Una parte de este tiempo de investigación también se ha dedicado a analizar los distintos métodos de monitorización para analizar la suciedad, a elegir el más adecuado para los objetivos del proyecto a medio y largo plazo y a elegir los componentes que conforman el sistema. En esta fase se han empleado 150 horas aproximadamente. A continuación, se ha procedido al montaje y puesta en funcionamiento del sistema construido, a la resolución de problemas derivados de ello y al ajuste de los distintos softwares y de las características de la captura. En esta fase el tiempo empleado aproximado han sido 300 horas. Finalizada la parte experimental se ha realizado la redacción de este documento y el de su defensa, empleando un tiempo próximo a las 150 horas.



El tiempo total empleado es cercano a las 600 horas, aunque cabe destacar que estas han estado repartidas entre las asignadas de Trabajo Fin de Grado y las de Prácticas en empresa.

Gracias a las diferentes labores llevadas a cabo durante la realización del TFG, se han adquirido la gran mayoría de las competencias objetivo de esta asignatura. Capacidades de análisis, síntesis, organización y aprendizaje y trabajo autónomo han sido ampliamente desarrolladas en fases como la de documentación e investigación. Otras como la resolución de problemas, el manejo de especificaciones técnicas o la aplicación de los conocimientos a la práctica han constituido una parte fundamental de la fase de montaje del sistema y ajuste de los softwares. Por último, observando este trabajo desde un punto de vista generalista, cada una de las fases de este proyecto ha tenido como principal objetivo el desarrollo de la capacidad de actuar con compromiso social y la motivación por la mejora continua, en este caso, en la mejora de la eficiencia fotovoltaica para con ello reducir pérdidas y ayudar a impulsar esta fuente de energía frente a las no renovables.



BIBLIOGRAFÍA

- [1] H. Qasem, "Effect of accumulated dust on the performance of photovoltaic modules", Tesis doctoral, Mechanical Engineering, Loughborough University, Reino Unido, UK LE, 2013
- [2] H. Pedersen, J. Strauss, J. Selj, "6th International Conference on Silicon Photovoltaics", Chambéry, Francia, 2016, pp 585-589
- [3] M. R. Maghami, H. Hizam, C. Gomez, M. A. Radzi, M. I. Rezadad, S. Hajighorbani, "Power loss due to soiling on solar panel: A review", Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 59, pp. 1307-1316, junio 2016
- [4] L. L. Kazmerski *et. al*, "IEEE 44th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)", Washington DC, USA, 2017, pp. 2307-2311
- [5] M. Gostein *et. al*, "IEEE 39th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)", Tampa FL, USA, 2013, pp. 3421-3425
- [6] A. Kimber *et. al*, "IEEE 4th World Conference on Photovoltaic Energy Conference", Waikoloa, HI, USA, 2006, pp. 2391-2395
- [7] M. G. Deceglie *et. al*, "IEEE Journal of Photovoltaics", IEEE, vol. 8, pp. 547-551, marzo 2018
- [8] J. G. Bessa, L. Micheli, F. Almonacid, E. F. Fernández, "Monitoring photovoltaic soiling: assessment, challenges, and perspectives of current and potential strategies", *iScience*, vol. 24, pp. 1-37, marzo 2021
- [9] H. Ibrahim, N. Anani, "9th International Conference on Sustainability in Energy and Buildings", Creta, Grecia, 2017, pp. 276-285
- [10] Atersa, "Atersa Shop". [En línea]. Url: [Atersa | Atersa](#)
[Último acceso: 14 de junio de 2022]
- [11] HT Instruments, "Trazador de curvas I-V". [En línea]. Url: <https://www.ht-instruments.com/es-es/catalogos/i-v500w-trazador-de-curvas-i-v-hasta-1500v/>
[Último acceso: 14 de junio de 2022]
- [12] M. Korevaar, *et. al*, "35th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition", Amsterdam, Países Bajos, 2018, pp. 1988-1990
- [13] M. Gostein, *et. al*, "Field Evaluations of Mars™ Optical Soiling Sensor" en *IEEE 46th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*, Chicago, Illinois, 2019
- [14] W. Javed, B. Guo, B. Figgs, "Modeling of photovoltaic soiling loss as a function of environmental variables", *Solar Energy*, no. 157, pp. 397-407.
- [15] Ceen, "Determinación del Mediodía Solar", 2015. [En línea]. Url: [Determinación del Mediodía Solar - Eficiencia Energética \(certificacionenergetica.info\)](#).



[Último acceso: 10 de junio de 2022]

- [16] Ingeteam, “Energía Solar Fotovoltaica”. [En línea]. Url: [Ingeteam Energía Solar Fotovoltaica](#)

[Último acceso: 14 de junio de 2022]

- [17] LEM, “Current Transducers”. [En línea]. Url: [Product List | LEM](#)

[Último acceso: 14 de junio de 2022]

- [18] LEM, “Voltage Transducers”. [En línea]. Url: [Product List | LEM](#)

[Último acceso: 14 de junio de 2022]

- [19] ABB Entrelec, “Instruments Transformers and Sensors”. [En línea]. Url: [Instrument Transformers and Sensors - Apparatus | ABB](#)

[Último acceso: 14 de junio de 2022]

- [20] National Instruments, “Hardware”. [En línea]. Url: [Productos - NI](#)

[Último acceso: 14 de junio de 2022]

- [21] PULS Power, “Power supplies”. [En línea]. Url: [Power supplies | PULS \(pulspower.com\)](#)

[Último acceso: 14 de junio de 2022]

- [22] Weidmüller, “Electronics”. [En línea]. Url: [Electronics lie at the heart of your automation technology \(weidmueller.com\)](#)

[Último acceso: 14 de junio de 2022]

- [23] Murata Power Solutions, “Electronic Components”. [En línea]. Url: [Electronic Components | Murata Manufacturing Co., Ltd.](#)

[Último acceso: 14 de junio de 2022]

- [24] Norma UNE 20460-4-45:1990, “Instalaciones eléctricas en edificios. Protección para garantizar la seguridad. Protección contra las bajadas de tensión”, Octubre 03, 1990

- [25] Phoenix Contact, “Bornas para carril”. [En línea]. Url: [Bornas para carril con sistema | Phoenix Contact](#)

[Último acceso: 14 de junio de 2022]

- [26] Schneider Electric, “Cofrets y armarios para cuadros de distribución”. [En línea]. Url: [Armarios para cuadros electricos y cofrets | Schneider Electric España](#)

[Último acceso: 14 de junio de 2022]