



Centro Universitario de la Defensa en la Escuela Naval Militar

TRABAJO FIN DE GRADO

*Estimación del potencial fotovoltaico integrado en edificios en
las instalaciones de la Escuela Naval Militar*

Grado en Ingeniería Mecánica

ALUMNO: Antonio Duelo Urcelay

DIRECTORES: Andrés Suárez García

Guillermo Lareo Calviño

CURSO ACADÉMICO: 2015-2016

Universida_{de}Vigo



Centro Universitario de la Defensa en la Escuela Naval Militar

TRABAJO FIN DE GRADO

*Estimación del potencial fotovoltaico integrado en edificios en
las instalaciones de la Escuela Naval Militar*

Grado en Ingeniería Mecánica

Intensificación en Tecnología Naval

Cuerpo General

UniversidadeVigo

RESUMEN

Las energías renovables, entre las que se encuentra la energía fotovoltaica, están tomando cada vez mayor relevancia en el ámbito energético internacional ante el temor a cuestiones ambientales como el cambio climático y la falta de sostenibilidad de otros medios de obtención de energía. La Escuela Naval Militar de Marín, como base militar, puede beneficiarse de una instalación fotovoltaica en dos sentidos: conseguir un importante ahorro económico mediante la producción y venta de energía eléctrica, y alcanzar la autonomía energética en lo relativo a electricidad. Los objetivos del presente trabajo son estimar el potencial fotovoltaico integrado en los edificios de la ENM y proponer un modelo de instalación adecuado. Además del estudio energético de la instalación, se pretende llevar a cabo un estudio económico para determinar su viabilidad. Estos objetivos se cumplirán mediante el modelado 3D de los edificios estudiados y su análisis mediante el software SketchUp, Skelion y PVGIS. Posteriormente se analizarán energéticamente y económicamente, y se sacarán conclusiones utilizando datos y métodos de estudios previos de temática similar. Los resultados obtenidos demostraron que la instalación podría proporcionar autonomía eléctrica a la ENM además de generar importantes beneficios económicos, por lo que se recomienda contemplar la posibilidad de llevar a cabo la instalación del sistema fotovoltaico.

PALABRAS CLAVE

energía fotovoltaica, Escuela Naval Militar, integración en edificios, electricidad, autoconsumo

AGRADECIMIENTOS

A Andrés Suárez García, director del trabajo, por su paciencia y disponibilidad ante cualquier duda o inquietud y sus acertados consejos.

A mi familia y amigos, por apoyarme y escucharme cuando no todo sale bien.

A todos los profesores y personal docente que ha contribuido a mi formación, a los que les debo una buena parte de lo que soy.

Al arquitecto d. José Mel Fraga, por su disponibilidad y ayuda en la obtención de los planos necesarios en la realización de este trabajo.

CONTENIDO

Contenido	1
Índice de Figuras	5
Índice de Tablas.....	9
Índice de Ecuaciones	11
1 Introducción y objetivos	13
1.1 Antecedentes	13
1.2 Objetivos.....	14
1.3 Ubicación.....	14
1.4 Marco legal.....	15
1.5 Estructura	16
2 Estado del arte	17
2.1 Introducción.....	17
2.2 Energía fotovoltaica	17
2.2.1 Geometría solar	17
2.2.2 Irradiancia e irradiación solar	19
2.2.3 Orientación e inclinación de los captadores	21
2.2.4 Fundamentos de la conversión fotovoltaica	22
2.3 Células fotovoltaicas.....	27
2.3.1 Silicio monocristalino.....	28
2.3.2 Silicio policristalino	28
2.3.3 Capa delgada	28
2.3.4 Silicio amorfo	29
2.4 Instalaciones solares fotovoltaicas	29
2.4.1 Sistemas conectados a la red	29
2.4.2 Sistemas aislados.....	30
2.4.3 Otros criterios de clasificación	31
2.4.4 Componentes de una instalación fotovoltaica de conexión a red.....	32
2.4.5 Módulos fotovoltaicos	33
2.5 Implantación en la edificación.....	39
2.5.1 Generalidades	39
2.5.2 Grados de integración.....	40
2.5.3 Integración en cubiertas.....	41
2.6 Situación actual de la tecnología fotovoltaica en España	42
2.6.1 Análisis de las tecnologías en el mercado actual.....	42
2.6.2 Investigación y Desarrollo I+D	43
2.6.3 Evolución de las eficiencias	44
2.6.4 Evolución de los precios.....	45
2.6.5 Actores clave del sector.....	46
2.6.6 Mercado actual y efectos del CTE	47
3 Desarrollo y métodos del TFG.....	49
3.1 Descripción general	49
3.2 Diseño 3D. Modelado de edificios	49
3.2.1 Descripción.....	49
3.2.2 Software utilizado.....	49
3.2.3 Selección de edificios de interés	50
3.2.4 Distribución para el modelado de edificios	52

3.2.5 Obtención de planos y otras herramientas	53
3.2.6 Modelado de edificios	55
3.2.7 Geolocalización y geometría del terreno	59
3.3 Simulación	64
3.3.1 Descripción	64
3.3.2 Software utilizado	64
3.3.3 Inserción de paneles fotovoltaicos en las cubiertas	67
3.3.4 Inserción de datos meteorológicos	70
3.3.5 Simulación con PVGIS	71
3.4 Estudio energético	74
3.4.1 Descripción	74
3.4.2 Análisis de la irradiación solar	74
3.4.3 Selección de la instalación fotovoltaica	77
3.4.4 Cálculo de la energía eléctrica entregada a red	78
3.4.5 Consumos eléctricos y ratio de autoabastecimiento	80
3.5 Estudio económico	81
3.5.1 Descripción	81
3.5.2 Inversión inicial necesaria de la instalación	81
3.5.3 Costes de mantenimiento y operación	82
3.5.4 Cargos debidos al Real Decreto 900/2015	84
3.5.5 Amortización de la instalación	88
3.5.6 Análisis de sensibilidad	90
4 Resultados	91
4.1 Comentarios generales	91
4.2 Diseño 3D	91
4.2.1 Modelado de edificios	91
4.2.2 Geolocalización y geometría del terreno	96
4.3 Simulación	96
4.3.1 Inserción de paneles fotovoltaicos en las cubiertas	96
4.3.2 Simulación con PVGIS	97
4.4 Estudio energético	97
4.4.1 Superficie de tejado	97
4.4.2 Análisis de la irradiación solar	99
4.4.3 Potencia de pico de la instalación	103
4.4.4 Producción anual de energía eléctrica	105
4.4.5 Consumos eléctricos y ratio de autoabastecimiento	107
4.5 Estudio económico	109
4.5.1 Inversión inicial necesaria de la instalación	109
4.5.2 Costes de mantenimiento y operación	111
4.5.3 Cargos debidos al Real Decreto 900/2015	113
4.5.4 Costes globales de la instalación fotovoltaica en la ENM	113
4.5.5 Amortización de la instalación	114
4.5.6 Análisis de sensibilidad	117
5 Conclusiones y líneas futuras	121
5.1 Conclusiones	121
5.1.1 Conclusiones generales y limitaciones	121
5.1.2 Conclusión final y recomendación	123
5.2 Líneas futuras	123
6 Bibliografía	125
Anexo I: Planos utilizados en el modelado de edificios	129

Anexo II: Tablas de resultados de irradiación solar anual incidente en tejados.....	141
Anexo III: Tablas de resultados de irradiación solar mensual incidente en tejados	159
Anexo IV: Caracterización estadística de la irradiación mensual incidente en tejados	189
Anexo V: Tablas de Cálculos energéticos y costes.....	193
Anexo VI: Tablas de cálculo del estudio de amortización	199
Anexo VII: Tabla de cálculo del análisis de sensibilidad.....	201

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 Potencial de generación de energía solar fotovoltaica [1].	13
Figura 1-2 Ubicación de la provincia de Pontevedra en España [2].	14
Figura 1-3 Vista aérea de la Escuela Naval Militar de Marín [3].	15
Figura 2-1 Eclíptica solar. Movimiento de la Tierra alrededor del Sol [4].	17
Figura 2-2 Movimiento relativo del Sol respecto a la Tierra [4].	18
Figura 2-3 Representación gráfica de las coordenadas solares [5].	19
Figura 2-4 Tipos de irradiancia solar existentes [7].	20
Figura 2-5 Diagrama de aproximación de pérdidas fotovoltaicas por orientación e inclinación [8].	21
Figura 2-6 Representación gráfica de las coordenadas solares y los ángulos de orientación de un panel fotovoltaico [9].	22
Figura 2-7 Conducción de electrones y huecos en un material semiconductor [11].	23
Figura 2-8 Estructura de bandas en un semiconductor [10].	24
Figura 2-9 Dopaje de material semiconductor de Si [12].	25
Figura 2-10 Variación de la concentración relativa de electrones con la temperatura en un material dopado con impurezas donadoras [13].	25
Figura 2-11 Unión p-n [14].	26
Figura 2-12 Efecto fotovoltaico en una célula solar [9].	27
Figura 2-13 Clasificación de células solares según el tipo de material semiconductor que las constituye y según su estructura interna [15].	27
Figura 2-14 Célula de silicio monocristalino [4].	28
Figura 2-15 Célula de silicio policristalino [4].	28
Figura 2-16 Jerarquía en una instalación fotovoltaica [16].	29
Figura 2-17 Ilustración ejemplo de instalación solar fotovoltaica conectada a red [17].	30
Figura 2-18 Ilustración ejemplo de instalación solar fotovoltaica aislada [20].	31
Figura 2-19 Tipos de instalaciones solares fotovoltaicas y sus principales aplicaciones [21].	31
Figura 2-20 Esquema general de instalación de energía solar fotovoltaica de conexión a red [1].	33
Figura 2-21 Elementos de un módulo fotovoltaico [22].	33
Figura 2-22 Característica V-I de un módulo fotovoltaico [4].	34
Figura 2-23 Esquema de la conexión de módulos y de la caja de conexión [12].	35
Figura 2-24 Interior de un inversor para instalación fotovoltaica de conexión a red [14].	36
Figura 2-25 Esquema de una instalación fotovoltaica con cuadros de protección y contadores [8].	37
Figura 2-26 Esquema de instalación de equipos de protección de niveles 1 y 2 [23].	38
Figura 2-27 Esquema de instalación de equipos de protección PCA y CIA [23].	38

Figura 2-28 Contadores de entrada y salida y protecciones de una instalación de potencia 7,5 kW [4].....	39
Figura 2-29 Método de análisis para incorporar una instalación FV a un edificio [25].....	40
Figura 2-30 Módulos fotovoltaicos incorporados a una edificación con grado de integración nulo [25].....	40
Figura 2-31 Módulos fotovoltaicos incorporados a una edificación con grado de integración medio [25].....	41
Figura 2-32 Módulos fotovoltaicos incorporados a una edificación con grado de integración alto [25].....	41
Figura 2-33 Evolución indicativa de la eficiencia de los módulos fotovoltaicos hasta 2010 ([20]).	45
Figura 2-34 Evolución aproximada del precio llave en mano de una instalación pequeña en España ([27]).	46
Figura 3-1 Modelo SketchUp 3D Warehouse [28].	50
Figura 3-2 Emplazamiento de los edificios seleccionados para estudio.	52
Figura 3-3 Medidor láser BOSCH GLM 100C Professional.	55
Figura 3-4 Base del edificio “Méndez Núñez” en el programa SketchUp.	56
Figura 3-5 Bloques extruidos del edificio “Méndez Núñez”.	56
Figura 3-6 Trazado del triángulo base para una cubierta a dos aguas.	57
Figura 3-7 Modelado de las caras triangulares en los extremos de las cubiertas a dos aguas.	57
Figura 3-8 Trazado del contorno de un arco en la fachada del cuartel “Méndez Núñez”.	58
Figura 3-9 Vaciado del contorno de un arco en la fachada del cuartel “Méndez Núñez”.	58
Figura 3-10 Selección de la región deseada para añadir localización a un modelo de SketchUp.	59
Figura 3-11 Localización geográfica de la ENM en un modelo de SketchUp.	60
Figura 3-12 Forma topográfica del terreno correspondiente a la localización geográfica de un modelo de SketchUp.	60
Figura 3-13 Rectángulo base para la creación de una malla de terreno en SketchUp.	61
Figura 3-14 Generación de malla de terreno en un modelo de SketchUp.	61
Figura 3-15 Malla del terreno de la localización de un modelo de SketchUp.	62
Figura 3-16 Cimientos del Hospital de la ENM modelados en SketchUp.	63
Figura 3-17 Hospital de la ENM posicionado sobre el terreno en un modelo de SketchUp.	63
Figura 3-18 Ventana de definición de parámetros de la herramienta PVGIS. Selección de localización [30].	65
Figura 3-19 Ventana de definición de parámetros de la herramienta PVGIS. Selección de parámetros de la instalación [30].	66
Figura 3-20 Archivo de resultados generados tras una simulación de la herramienta PVGIS [30].	66
Figura 3-21 Herramienta “Surface azimuth and tilt” del software Skelion.	67
Figura 3-22 Datos de área, orientación y elevación de la cubierta de Torpedos 1.	67
Figura 3-23 Herramienta “Insert solar components” del software Skelion.	68

Figura 3-24 Parámetros de orientación y tipo de panel en la herramienta “Insert solar components” del software Skelion.....	68
Figura 3-25 Parámetros de disposición de los paneles en la herramienta “Insert solar components” del software Skelion.....	69
Figura 3-26 Parámetros de sombras entre paneles en la herramienta “Insert solar components” del software Skelion.....	69
Figura 3-27 Paneles insertados sobre una cubierta mediante el software Skelion.	70
Figura 3-28 Herramienta “Meteorological data” del software Skelion	70
Figura 3-29 Introducción de un archivo meteorológico en la herramienta “Meteorological data” del software Skelion.....	71
Figura 3-30 Herramienta “Report” del software Skelion.	71
Figura 3-31 Parámetros de configuración de un modelo previos a la simulación con la herramienta PVGIS.	72
Figura 3-32 Ventana de configuración de la simulación de la herramienta PVGIS.	72
Figura 3-33 Informe de resultados de la simulación de la herramienta PVGIS.....	73
Figura 3-34 Evolución de los costes de operación y mantenimiento de una instalación fotovoltaica en tejado [21].	83
Figura 3-35 Tipos de días a efectos de la aplicación de los peajes de los peajes del sector eléctrico [34].....	85
Figura 3-36 Evolución del precio del kWh de la electricidad [38].	89
Figura 4-1 Modelado tridimensional del Cuartel de marinería “Méndez Núñez” de la Escuela Naval Militar.	92
Figura 4-2 Modelado tridimensional del Cuartel de alumnos “Marqués de la Victoria” de la Escuela Naval Militar.....	92
Figura 4-3 Modelado tridimensional del Hospital de la Escuela Naval Militar.....	93
Figura 4-4 Modelado tridimensional del Edificio de aulas “Isaac Peral” de la Escuela Naval Militar.....	93
Figura 4-5 Modelado tridimensional de la Residencia de oficiales “Javier Quiroga” de la Escuela Naval Militar.	94
Figura 4-6 Modelado tridimensional del Edificio 1 del muelle de torpedos de la Escuela Naval Militar.....	94
Figura 4-7 Modelado tridimensional del Edificio 2 del muelle de torpedos de la Escuela Naval Militar.....	95
Figura 4-8 Modelado tridimensional del Edificio 3 del muelle de torpedos de la Escuela Naval Militar.....	95
Figura 4-9 Modelo tridimensional de la Escuela Naval Militar, incorporando localización geográfica y geometría del terreno.....	96
Figura 4-10 Resultado de la inserción de paneles en el tejado del Edificio de aulas “Isaac Peral” mediante el software Skelion.	97
Figura 4-11 Diagrama de barras mostrando la irradiación solar anual incidente sobre cada edificio de la ENM.	100

Figura 4-12 Diagrama de barras mostrando la irradiación solar anual incidente sobre cada edificio de la ENM, ordenados de mayor a menor irradiación recibida.	100
Figura 4-13 Escala de colores aplicada a la irradiación solar anual incidente en <i>kWhm²</i> sobre los edificios.	101
Figura 4-14 Distribución de los edificios analizados coloreados según los valores de irradiación solar incidente.	101
Figura 4-15 Diagrama de barras mostrando las Horas Equivalentes de Sol de cada edificio analizado de la ENM.	102
Figura 4-16 Diagrama de cajas y bigotes representando la irradiación mensual incidente sobre los edificios analizados de la ENM.	103
Figura 4-17 Diagrama de barras mostrando la potencia de pico instalada en cada edificio analizado.	105
Figura 4-18 Diagrama de barras mostrando la producción eléctrica anual de cada edificio analizado.	107
Figura 4-19 Diagrama de dispersión de puntos mostrando la tendencia de la demanda eléctrica anual de la ENM.	108
Figura 4-20 Diagrama de barras mostrando la demanda eléctrica de la ENM y la producción de la instalación FV.	108
Figura 4-21 Diagrama de barras mostrando la estimación del coste inicial de los edificios.	110
Figura 4-22 Diagrama de dispersión mostrando la evolución de los costes de operación y mantenimiento en tejados.	111
Figura 4-23 Diagrama de barras mostrando el coste medio anual de operación y mantenimiento por edificio.	113
Figura 4-24 Punto de amortización de la instalación fotovoltaica.	117
Figura 4-25 Variación del NPV en función de las variables del análisis de sensibilidad.	119
Figura 4-26 Variación del SIR en función de las variables del análisis de sensibilidad.	119

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2-1 Porcentajes máximos de pérdidas simultáneas por orientación, inclinación y sombras [4]	22
Tabla 2-2 Resumen de tecnologías fotovoltaicas y sus principales atributos [26]	43
Tabla 2-3 Eslabones y actores de la cadena de valor ([26])	46
Tabla 3-1 Edificios seleccionados para la estimación del potencial fotovoltaico integrado.	51
Tabla 3-2 Características principales del BOSCH GLM 100C Professional.	54
Tabla 3-3 Cálculo de la irradiación solar incidente anual para el edificio de aulas “Isaac Peral”.	75
Tabla 3-4 Irradiación solar mensual incidente en el edificio de aulas “Isaac Peral”.	76
Tabla 3-5 Parámetros del diagrama de cajas y bigotes del edificio de aulas “Isaac Peral”.	76
Tabla 3-6 Valores de PR a lo largo del año para un sistema fotovoltaico según estudios de EUITI y el IDAE [32].	79
Tabla 3-7 Cargo variable sobre el autoconsumo horario de aplicación a partir del año 2016 [33].	85
Tabla 3-8 Horarios a aplicar por tipo de día en la Península, Baleares y Canarias a efectos de la aplicación de los peajes del sector eléctrico [34].	86
Tabla 3-9 Cargo fijo de potencia derivado del RD 900/2015 [33].	87
Tabla 4-1 Superficie de tejado de cada edificio analizado de la ENM.	98
Tabla 4-2 Irradiación solar anual incidente sobre los tejados de los edificios de la ENM.	99
Tabla 4-3 Potencia de pico de la instalación fotovoltaica de cada edificio.	104
Tabla 4-4 Generación eléctrica anual por edificio analizado en la ENM.	106
Tabla 4-5 Demanda eléctrica anual de la ENM para los últimos 5 años.	107
Tabla 4-6 Estimación de la inversión inicial necesaria para la instalación propuesta en un supuesto optimista y otro pesimista.	110
Tabla 4-7 Coste medio anual de operación y mantenimiento por edificio.	112
Tabla 4-8 Resultados NPV y SIR cada año para la instalación propuesta.	115
Tabla 4-9 Beneficios y costes acumulados a lo largo del ciclo de vida de la instalación fotovoltaica.	116
Tabla 4-10 Valores del NPV según la variación de las variables del análisis de sensibilidad.	118
Tabla 4-11 Valores del SIR según la variación de las variables del análisis de sensibilidad.	118

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 3-1 Cálculo de la irradiación solar incidente en cada cara de un edificio.	74
Ecuación 3-2 Cálculo de la electricidad generada por cada edificio.	78
Ecuación 3-3 Cálculo de la potencia de pico de una instalación fotovoltaica.	78
Ecuación 3-4 Cálculo de las Horas Equivalentes de Sol de un edificio.	79
Ecuación 3-5 Fórmula que define la línea de tendencia de la demanda eléctrica de la ENM.	80
Ecuación 3-6 Cálculo del ratio de autoabastecimiento eléctrico.	81
Ecuación 3-7 Cálculo del coste inicial de una instalación fotovoltaica en un edificio.	82
Ecuación 3-8 Fórmula de la línea de tendencia del coste de operación y mantenimiento de una instalación fotovoltaica.	83
Ecuación 3-9 Cálculo del coste de operación y mantenimiento de una instalación fotovoltaica.	84
Ecuación 3-10 Cálculo del cargo variable derivado del RD 900/2015.	86
Ecuación 3-11 Cálculo del cargo fijo de potencia derivado del RD 900/2015.	87
Ecuación 3-12 Cálculo del parámetro Valor Actual Neto.	88
Ecuación 3-13 Cálculo del parámetro Saving-to-Investment ratio.	88
Ecuación 3-14 Cálculo del “real discount rate”.	89
Ecuación 4-1 Cálculo de los costes totales relativos a una instalación fotovoltaica.	114

1 INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

1.1 Antecedentes

Ante el actual escenario energético internacional, las energías renovables están tomando un papel cada vez más relevante frente a los combustibles tradicionales. La comunidad internacional, cada vez más comprometida con el desarrollo sostenible y la preservación del medio ambiente, presiona a los países para fomentar la implantación de estas tecnologías, que en un futuro sustituirán por completo a los actuales procesos de obtención de energía, contaminantes y con recursos escasos.

A la vanguardia de las energías renovables se encuentran las tecnologías fotovoltaicas, que desde la segunda mitad del siglo XX se han investigado y desarrollado hasta alcanzar un elevado grado de madurez en la actualidad. Además, España es uno de los países europeos con mayor capacidad para aprovechar este tipo de energía (Figura 1-1).

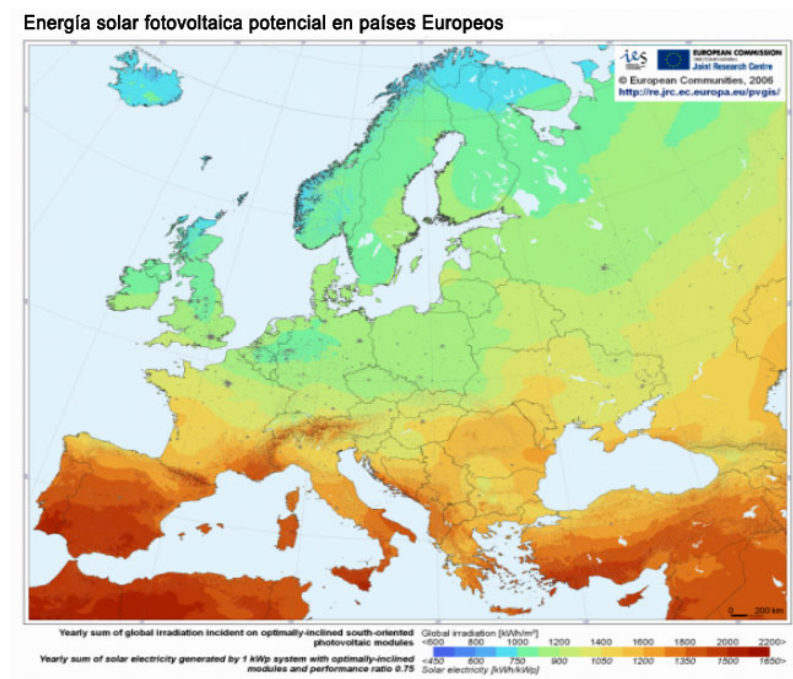


Figura 1-1 Potencial de generación de energía solar fotovoltaica [1].

La actual red eléctrica de la Escuela Naval Militar se encuentra conectada a la red general de distribución eléctrica. Dado el actual panorama energético y el gran crecimiento del sector fotovoltaico, resulta de un gran interés evaluar la viabilidad y utilidad de la instalación de un sistema fotovoltaico para abastecer de electricidad a la Escuela Naval Militar. Dicha instalación podría proporcionar cierta autonomía energética a la Escuela Naval Militar, lo que implica indudables ventajas tanto tácticas como estratégicas desde un punto de vista militar, al disponer de electricidad propia independientemente de la red general del país. Además, existiría la posibilidad de conseguir un ahorro considerable en el consumo eléctrico, factor fundamental en el actual escenario de dificultad económica.

1.2 Objetivos

El presente trabajo tiene por objeto llevar a cabo una estimación del potencial fotovoltaico integrado en los edificios de la Escuela Naval Militar, y en base a la legislación vigente proponer un modelo de instalación adecuado, siendo necesarios los siguientes hitos:

- Realizar un estudio energético sobre la instalación propuesta, que permita obtener una estimación aproximada de la capacidad de generación de electricidad así como comparar dicha producción de energía con la demanda eléctrica de la Escuela Naval Militar.
- Estudiar económicamente la instalación propuesta, de forma que se obtenga una estimación fiable de los gastos que supondría ejecutar la misma, así como el período de amortización asociado y un análisis sobre cómo minimizar dicho período.
- Utilizar el procedimiento habitual para dimensionar y diseñar una instalación fotovoltaica, y aplicar la normativa vigente a dicho proceso.

Además de los objetivos directos, también se incluyen los objetivos de utilizar conceptos clave relativos a la energía fotovoltaica (tales como la irradiación solar, la potencia instalada o los elementos de una instalación fotovoltaica), seguir

1.3 Ubicación

La estimación del potencial fotovoltaico tendrá por objeto los edificios que conforman la Escuela Naval Militar de Marín, Pontevedra. La provincia de Pontevedra se encuentra en la zona noroeste de España, en la Comunidad Autónoma de Galicia (Figura 1-2).

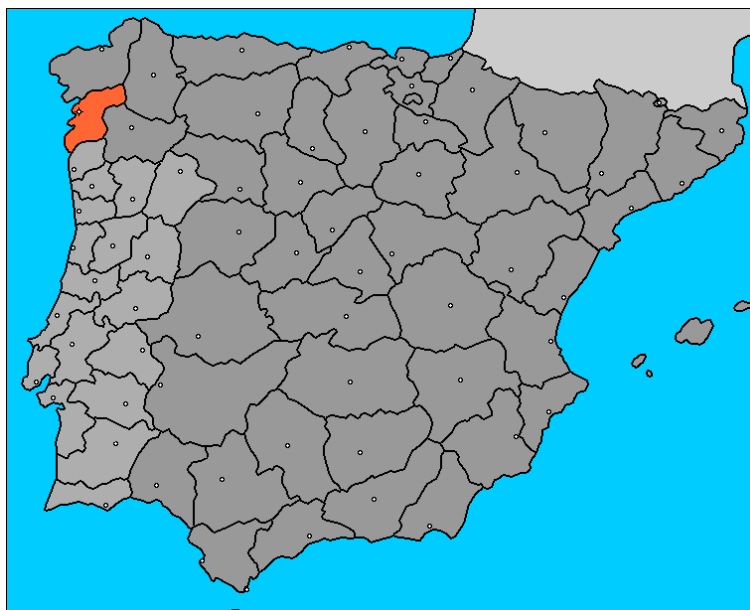


Figura 1-2 Ubicación de la provincia de Pontevedra en España [2].

La Escuela Naval Militar (42° 02.3' N y 008° 42.3' W) se encuadra en la pequeña localidad de Marín, que se ubica en la Ría de Pontevedra y constituye el segundo puerto comercial más importante de las “Rías Baixas” después del puerto de Vigo (Figura 1-3).



Figura 1-3 Vista aérea de la Escuela Naval Militar de Marín [3].

1.4 Marco legal

Para llevar a cabo el desarrollo de este trabajo será necesario conocer y aplicar la normativa y legislación vigente relativa a las instalaciones y generación fotovoltaica. Dicha regulación se recoge en las siguientes leyes:

- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.
- Circular 3/2014, de 2 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad.
- Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero.
- Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.
- Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.

- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.
- Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

1.5 Estructura

El presente trabajo consta de cuatro partes bien diferenciadas que marcarán el desarrollo del mismo. La primera de ellas consistirá en el diseño en 3D de los edificios que se consideren aptos para la instalación en sus tejados de un sistema fotovoltaico. En segundo lugar se realizará una simulación para evaluar la irradiación solar incidente sobre ellos. A continuación se pasará a realizar un estudio energético en el que se calculará la producción eléctrica y se comparará con los consumos de la Escuela Naval Militar. Por último se llevará a cabo un estudio económico que estimará los costes y la viabilidad del proyecto.

Estos cuatro pasos a seguir se desarrollarán a lo largo de los cuatro apartados en los que se divide el trabajo, y se resumen brevemente a continuación:

- Estado del arte. Consiste en una introducción teórica en la que se exponen los conocimientos básicos sobre las diferentes tecnologías fotovoltaicas, los tipos de instalación y la situación actual del sector.
- Desarrollo y metodología. Explicación detallada de los procedimientos seguidos y cálculos realizados para cumplir los objetivos del trabajo.
- Resultados. Exposición de los resultados obtenidos a partir de los procedimientos y cálculos realizados durante el desarrollo.
- Conclusiones y líneas futuras. Valoración final de los resultados y propuestas para la continuación del estudio o la investigación.

2 ESTADO DEL ARTE

2.1 Introducción

En el presente capítulo se definirán una serie de conceptos y fundamentos necesarios para la comprensión y ejecución de este trabajo. En primer lugar se explicarán las bases de la energía solar fotovoltaica. Posteriormente, se detallarán los tipos y componentes de instalaciones existentes y para concluir se hablará de su implantación en la edificación.

2.2 Energía fotovoltaica

2.2.1 Geometría solar

La Tierra se encuentra en el sistema planetario conocido como Sistema Solar, compuesto por ocho planetas que giran alrededor del Sol siguiendo una órbita elíptica de excentricidad muy pequeña [4]. En uno de los focos de la elipse que describe la Tierra anualmente se encuentra el Sol, y el plano que contiene a esta órbita se denomina Plano de la Eclíptica. La Tierra se encuentra a unos 149 600 000 Km del Sol, distancia que no sufre variaciones sensibles durante el año. El eje de rotación de la eclíptica se encuentra inclinado unos $23^{\circ}27'$ con respecto a la vertical, lo que se denomina “Oblicuidad de la Eclíptica” (ver Figura 2-1).

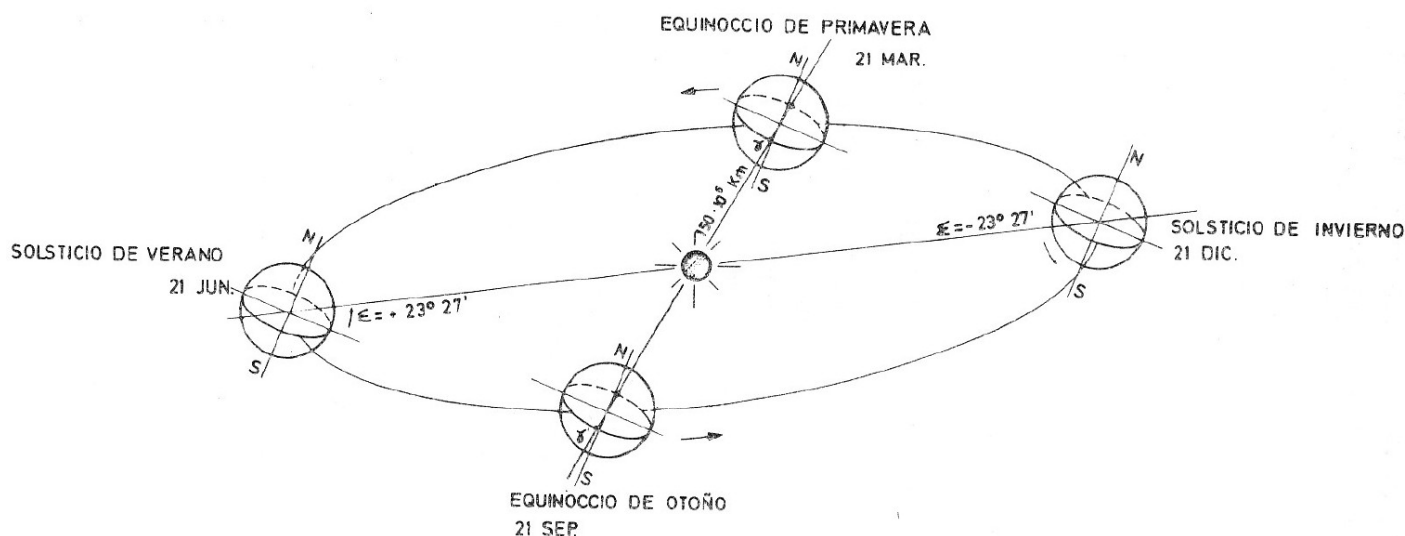


Figura 2-1 Eclíptica solar. Movimiento de la Tierra alrededor del Sol [4].

Al tener en cuenta el movimiento relativo del Sol respecto de la Tierra, los puntos en los que el Sol, recorriendo la eclíptica, corta al plano del Ecuador se denominan puntos equinocciales. En ellos, la duración del día es igual a la duración de la noche (Equinoccio de Primavera y Equinoccio de Otoño). Los puntos de máxima y mínima declinación de la eclíptica se denominan Solsticio de Verano y Solsticio de Invierno. Estos puntos se caracterizan porque, al pasar por ellos, el Sol mantiene aparentemente la misma declinación durante varios días (Sol quieto). En la Figura 2-2 podemos apreciar los cuatro puntos descritos.

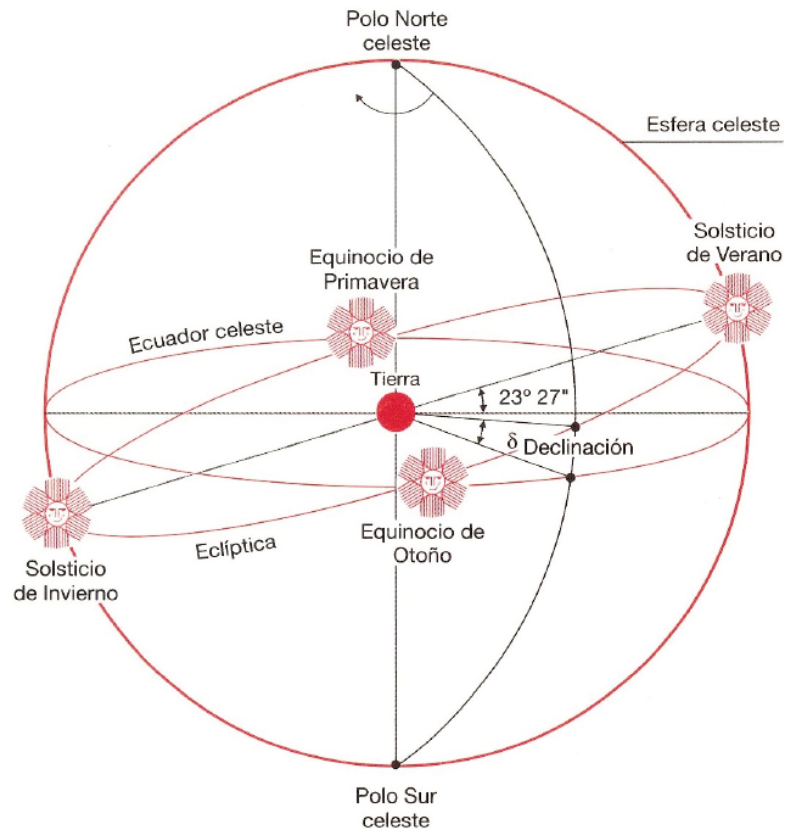


Figura 2-2 Movimiento relativo del Sol respecto a la Tierra [4].

Para definir la posición del Sol en cada instante de su recorrido aparente alrededor de la Tierra tomando como referencia una posición o punto de observación en la superficie terrestre utilizamos dos coordenadas: la altura solar y el azimut solar [4]:

- La Altura Solar, α , es el ángulo que forma la línea que une el centro del Sol con el punto de observación y la superficie horizontal.
- El Azimut Solar, Ψ , es el ángulo que forma la proyección horizontal de la línea que une el centro del Sol con el meridiano del lugar (dirección Norte-Sur) con origen en el Sur.

En la Figura 2-3 podemos observar las dos coordenadas descritas definiendo la posición del Sol respecto a los ejes cardinales (N-S y E-W) y al plano horizontal u horizonte.

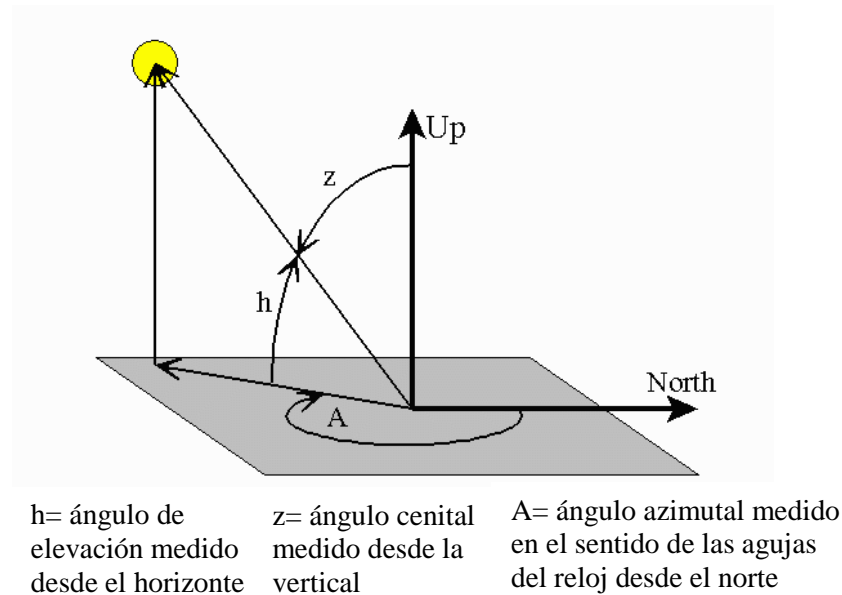


Figura 2-3 Representación gráfica de las coordenadas solares [5].

2.2.2 Irradiancia e irradiación solar

Los conceptos de irradiancia e irradiación solar son fundamentales para el estudio del potencial fotovoltaico integrado en un edificio. Las siguientes definiciones extraídas de [6] nos ayudarán a comprender dichos conceptos y las diferencias existentes entre ellos.

Se define la irradiancia solar como la potencia radiante (Energía radiante por unidad de tiempo: E/t) incidente por unidad de superficie sobre un plano dado. Se expresa en W/m^2 . Existen tres tipos diferenciados de irradiancia solar que se definen a continuación y se pueden observar gráficamente en la Figura 2-4:

- i. Irradiancia solar directa: Irradiancia de la radiación solar que alcanza una superficie en la misma dirección que la de la línea recta desde el disco solar. Si el plano es perpendicular a esta línea, la irradiancia solar recibida se llama directa normal. Se expresa en W/m^2 .
- ii. Irradiancia solar difusa: Irradiancia de la radiación solar que no alcanza la superficie en la misma dirección de la línea recta desde el disco solar. Se expresa en W/m^2 .
- iii. Irradiancia solar reflejada: La radiación por unidad de tiempo y unidad de superficie que, procedente de la reflexión de la radiación solar en el suelo y otros objetos, incide sobre una superficie. Se denomina Albedo. No se considera para el cálculo de las instalaciones solares, puesto que su magnitud es despreciable.

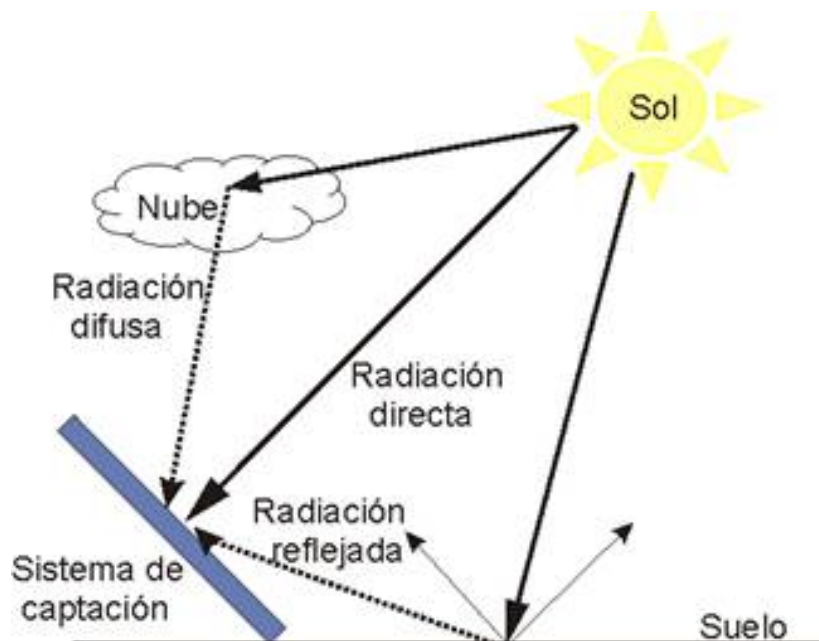


Figura 2-4 Tipos de irradiancia solar existentes [7].

En cuanto a la irradiación solar, se define como la energía incidente por unidad de superficie sobre un plano dado, obtenida por integración de la irradiancia durante un intervalo de tiempo dado, normalmente una hora o un día. Se expresa en MJ/m^2 o kWh/m^2 .

Una vez definidas la irradiancia y la irradiación solar, se debe tener en cuenta un aspecto fundamental que condicionará la instalación fotovoltaica: las pérdidas. Estas pérdidas, asociadas a la irradiación solar, se pueden clasificar en tres grupos: las pérdidas por orientación, las pérdidas por inclinación y las pérdidas por sombras.

- i. Las pérdidas por orientación (kWh ó MJ/m^2) se definen como la cantidad de irradiación solar no aprovechada por el sistema captador a consecuencia de no tener la orientación óptima.
- ii. Las pérdidas por inclinación (kWh ó MJ/m^2) son la cantidad de irradiación solar no aprovechada por el sistema captador a consecuencia de no tener la inclinación óptima.
- iii. Las pérdidas por sombras (kWh ó MJ/m^2) se definen como la cantidad de irradiación solar no aprovechada por el sistema captador a consecuencia de la existencia de sombras sobre el mismo en algún momento del día.

En la Figura 2-5 se puede apreciar la pérdida en porcentaje comparando la energía obtenida con la máxima si el panel estuviese orientado óptimamente. Las variaciones en porcentaje dan una idea de la influencia de la elevación y azimuth de los captadores sobre la energía obtenida. Este caso está referido a un panel situado en el hemisferio norte, pues se puede observar que en el azimuth sur y una inclinación de 40° la energía recibida es máxima, mientras que en la parte de orientación norte la energía obtenida es mucho menor.

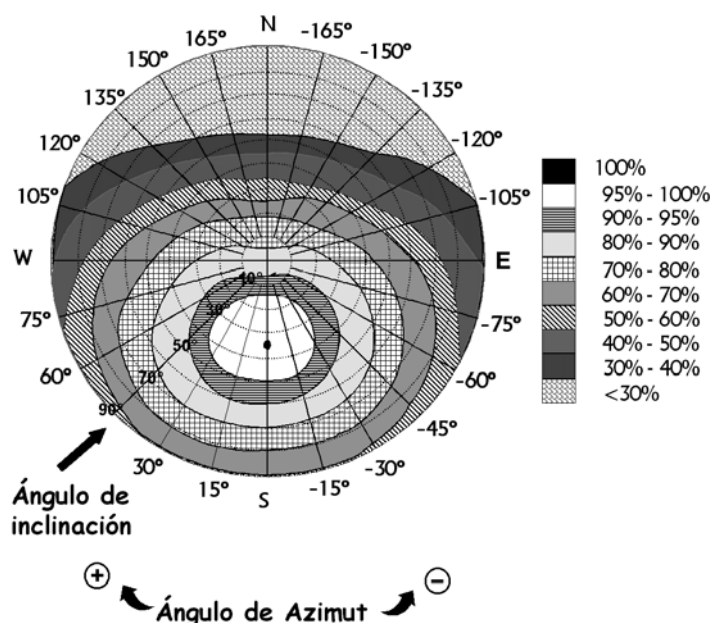


Figura 2-5 Diagrama de aproximación de pérdidas fotovoltaicas por orientación e inclinación [8].

2.2.3 Orientación e inclinación de los captadores

Debido a la trayectoria aparente del Sol respecto a la Tierra, mencionada en el apartado 2.2.1, la orientación óptima de los captadores siempre será hacia el Ecuador, puesto que de esa manera estarán captando la máxima radiación solar al encarar el Sol desde su salida hasta su ocaso. Si se orientasen hacia los polos, el Sol en su trayectoria pasaría por su parte posterior y los captadores no recibirían su radiación. Por tanto, en el caso de España y de la Escuela Naval Militar en concreto, al encontrarse en el Hemisferio Norte, la orientación óptima será al Sur geográfico. En cuanto a la inclinación, dependiendo del período de utilización, se tomarán como óptimos los siguientes valores [4]:

- Para una demanda constante anual, la latitud geográfica.
- Para una demanda preferente en invierno, la latitud geográfica más 10° .
- Para una demanda preferente en verano, la latitud geográfica menos 10° .

La inclinación y la orientación de los captadores se definen mediante su ángulo de inclinación y acimut respectivamente. El ángulo de inclinación es el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal. Su valor es 0° para módulos horizontales y 90° para verticales. El ángulo de acimut es el ángulo que forma la normal a la superficie del módulo con el meridiano del lugar, proyectado sobre el plano horizontal. Dicho ángulo toma el valor de 0° para paneles orientados al sur, -90° para paneles orientados al este y $+90^\circ$ para paneles orientados al oeste (Figura 2-6).

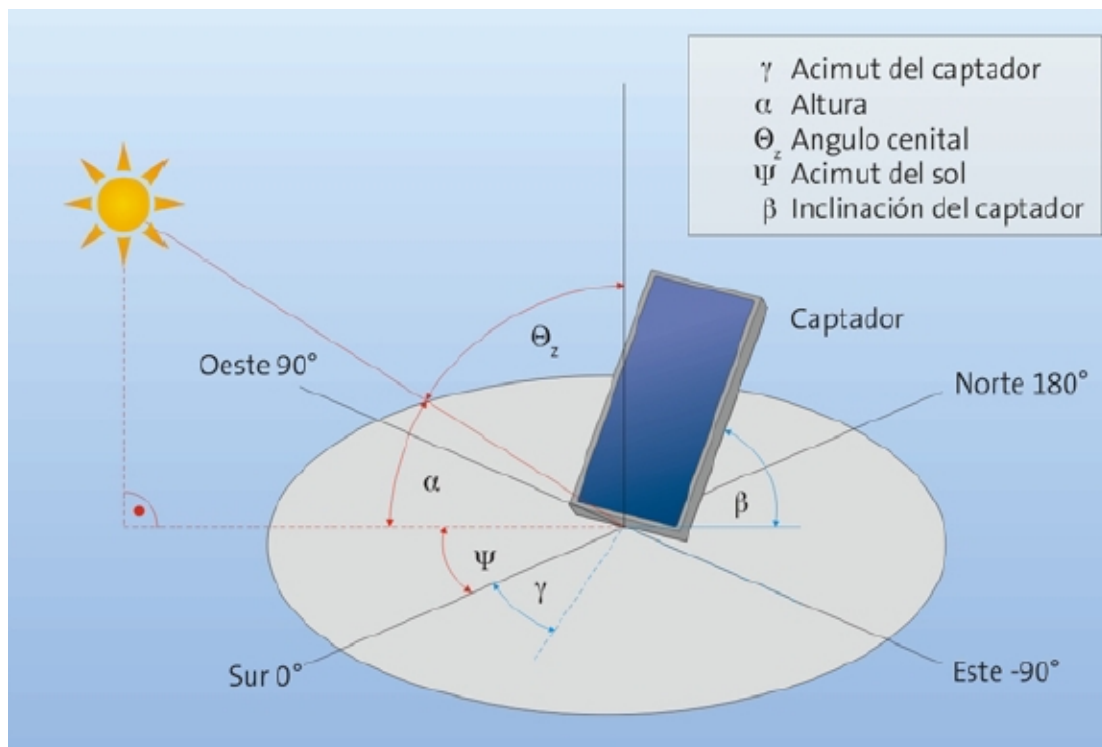


Figura 2-6 Representación gráfica de las coordenadas solares y los ángulos de orientación de un panel fotovoltaico [9].

A menudo, debido a las circunstancias de la instalación, los captadores no podrán colocarse en su posición óptima. Esto provocará que las superficies sean incapaces de captar la máxima irradiación posible. Las pérdidas están reflejadas en la Tabla 2-1, comparando la energía captada con la obtenida en el caso de que estuviesen colocados en su posición óptima.

El último tipo de pérdidas que nos encontramos en las instalaciones fotovoltaicas son las pérdidas por sombras. Cualquier instalación sometida a sombras durante el día sufrirá este tipo de pérdidas, cuyos valores máximos serán inferiores a los reflejados en la Tabla 2-1 suponiendo que el mismo sistema estuviese libre de sombras.

En muchos casos es inevitable que se produzcan los tres tipos de pérdidas descritos simultáneamente, es decir, que la orientación e inclinación no sean óptimas para la localización de la instalación y que durante el día haya sombras que cubran temporalmente los captadores. Cuando esto ocurre, las pérdidas energéticas que se generan no superarán los siguientes porcentajes de la producción en caso de que el sistema se encuentre en su posición óptima y libre de sombras:

Caso	Orientación e inclinación	Sombras	Total
General	10%	10%	15%
Superposición	20%	15%	30%
Integración arquitectónica	40%	20%	50%

Tabla 2-1 Porcentajes máximos de pérdidas simultáneas por orientación, inclinación y sombras [4]

2.2.4 Fundamentos de la conversión fotovoltaica

Las tecnologías fotovoltaicas son relativamente jóvenes [10]. Aunque a finales del siglo XIX ya se conocía el efecto fotovoltaico y ya comenzaron a probarse los primeros prototipos, no fue hasta

mediados del siglo XX cuando consiguieron fabricarse las primeras células con eficiencias considerables. Los primeros pasos de la energía fotovoltaica en la historia se enmarcan en el contexto de la guerra fría, junto con el desarrollo de la radio, las telecomunicaciones, la electrónica y la carrera espacial. En la década de los 70, a raíz de una gran crisis energética internacional, comienza a investigarse la energía fotovoltaica como una fuente de electricidad propiamente dicha, al constatarse el enorme potencial y posibles ventajas de su desarrollo. Actualmente, ésta fuente de energía continúa investigándose y desarrollándose, y ya se utiliza para diversas aplicaciones de diferentes tipos y tamaños. La energía fotovoltaica constituye una de las principales fuentes de energías renovables, que cada vez toman mayor relevancia en el panorama energético internacional debido al cambio climático y la escasez de combustibles.

El proceso que explica la transformación de la energía solar en energía eléctrica se denomina efecto fotovoltaico. Este efecto se basa en las propiedades que poseen ciertos materiales semiconductores. Estos materiales son capaces de aumentar la densidad de electrones libres cuando se les somete a ciertos estímulos externos como, en el caso del efecto fotovoltaico, la luz. En este supuesto, los fotones inciden sobre el material y su energía es absorbida por los electrones de valencia hasta que éstos rompen el enlace con los átomos y quedan libres para desplazarse por el material. Al quedar libre un electrón, la ausencia que se crea en el átomo se denomina “hueco”, y se puede considerar como una partícula de carga positiva que puede desplazarse, al igual que los electrones libres, de un átomo a otro en el seno de la red cristalina del semiconductor. Las propiedades de conducción eléctrica del material deben entenderse como debidas a la contribución de ambos tipos de cargas (Figura 2-7), aspecto que lo diferencia de materiales conductores y aislantes. A los electrones libres y huecos se les conoce de forma genérica como “portadores de carga”. Se debe destacar que en un material puro o “intrínseco” la concentración de electrones libres y huecos será la misma, puesto que la creación de uno implica la creación del otro.

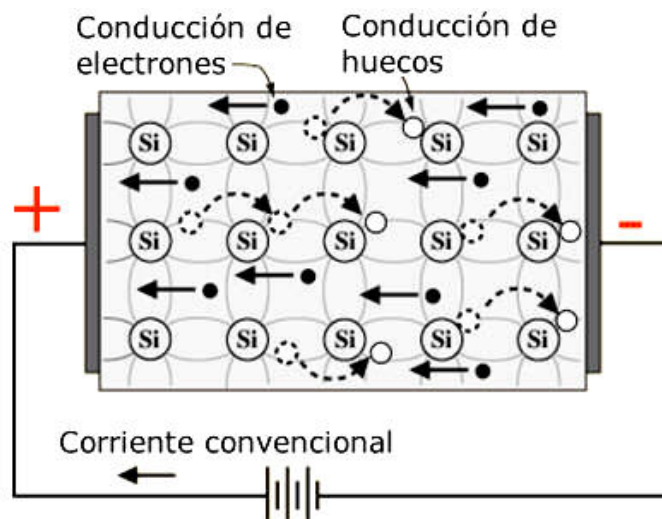


Figura 2-7 Conducción de electrones y huecos en un material semiconductor [11].

Este proceso de creación de electrones y huecos se sustenta en el modelo de bandas de energía. Una banda de energía representa un nivel de energía permitido según las leyes de la mecánica cuántica. En la parte izquierda (a) de la Figura 2-8 podemos ver una representación gráfica de la banda prohibida o gap de energía que separa la banda de valencia, relativa al estado energético de electrones ligados al átomo, y la banda de conducción, asociada al estado energético de los electrones libres. La banda prohibida o gap de energía, representa la cantidad de energía necesaria para que un electrón de valencia pueda romper el enlace y su anchura es característica de cada material semiconductor (ejemplo: $E_G = 1,12$ eV para el Si; $0,66$ eV para el Ge; $1,42$ eV para el GaAs). En la parte derecha (b), podemos observar la generación de electrones y huecos de dos maneras distintas. En el primer caso, no se genera ningún electrón libre ni hueco, puesto que la temperatura es próxima a los 0 K y los

electrones apenas tienen energía. Todos los electrones permanecen en la banda de valencia, puesto que ninguno tiene energía suficiente para romper el enlace que lo une al átomo y saltar a la banda de conducción. En el segundo caso, al aumentar la temperatura, algunos electrones obtienen la energía suficiente para realizar el salto energético de la banda prohibida y alcanzar la banda de conducción. Los electrones consiguen el nivel energético suficiente gracias a la absorción de calor. En el tercer caso, los electrones también obtienen la energía suficiente para saltar a la banda de conducción, pero esta vez la fuente de energía son los fotones incidentes, que actúan de manera análoga al calor en el segundo caso. Esto quiere decir que los materiales semiconductores no sólo se ven afectados por la radiación solar, sino que la temperatura también provoca un aumento de la densidad de portadores.

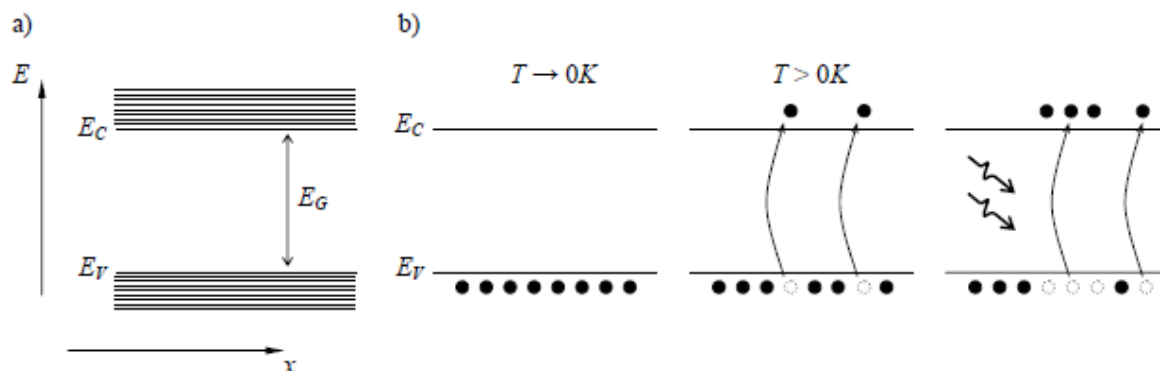


Figura 2-8 Estructura de bandas en un semiconductor [10].

Los procesos dinámicos por los cuales se crean pares electrón/hueco se denominan “procesos de generación”, y aquellos por los que se destruyen o eliminan se denominan “procesos de recombinación”. Estos procesos, junto con las propiedades anteriormente descritas, determinan el funcionamiento en primera instancia de la célula fotovoltaica en distintas condiciones de operación. Como se ha visto, la radiación solar no es el único factor que puede provocar procesos de generación de portadores en el seno de un semiconductor. Existen diversos factores que pueden intervenir, y la iluminación o la temperatura son sólo dos ejemplos. Cada tipo de proceso puede tener mayor o menor importancia en un dispositivo dado, ya que algunos son inherentes a la naturaleza del material y otros dependen de la calidad de la red cristalina o lo que es lo mismo de los defectos que aparecen en ella.

Es importante destacar que cada proceso de generación de portadores tiene asociado un proceso inverso de recombinación. Por lo tanto, de no introducir un elemento artificial que extraiga el flujo de electrones libres, no obtendremos una corriente eléctrica que podamos aprovechar debido a que una placa de material semiconductor no es capaz de generar una corriente eléctrica por sí misma. Si este elemento artificial no está presente, la densidad de portadores aumenta cuando se ilumina la placa y disminuye hasta su valor anterior de equilibrio cuando cesa la iluminación debido a los procesos de recombinación anteriormente mencionados.

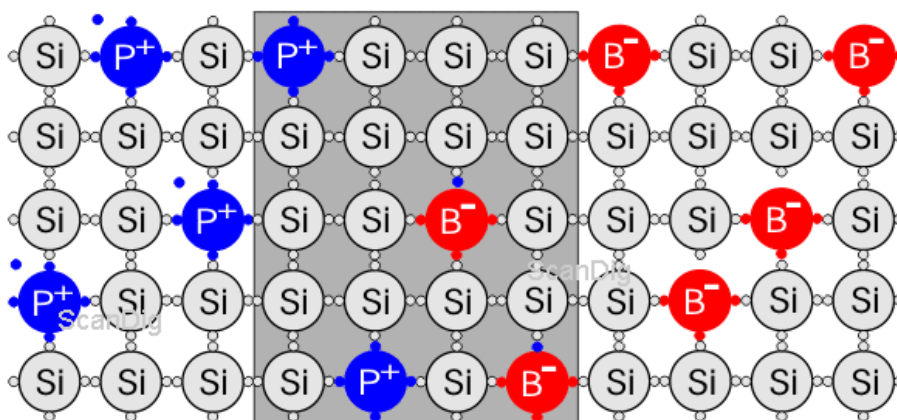


Figura 2-9 Dopaje de material semiconductor de Si [12].

El elemento artificial más frecuentemente utilizado es la creación de un campo eléctrico superficial y permanente en el dispositivo. Este campo eléctrico, gracias a la fuerza de arrastre que origina, impulsa a las cargas positivas en la dirección del campo y a las cargas negativas en la dirección contraria. La creación de este campo eléctrico se consigue introduciendo en el material semiconductor o “intrínseco” átomos de otro elemento distinto del material de partida, que denominamos “impurezas” o “dopantes” (Figura 2-9). Los dopantes presentan un exceso o defecto de electrones en sus capas más externas con respecto al material intrínseco, y existen dos tipos. Una impureza de un elemento con un electrón de valencia más que el material intrínseco se denomina “donadora”. Algunos ejemplos son el P, As o Sb añadidos al Si como dopantes. Una impureza de un elemento con un electrón de valencia menos que el material intrínseco se denomina “aceptora”. Este es el caso del B, Ga, In o Al añadidos al Si como dopantes.

El proceso de dopaje, si se introducen impurezas en cantidad suficiente, provoca una modificación considerable de la concentración de portadores debido a que las impurezas ionizan a temperaturas relativamente bajas. En la Figura 2-10 se puede apreciar como la concentración de portadores aumenta a bajas temperaturas y sólo a temperaturas muy altas (superiores a los 500 K) adquiere el comportamiento exponencial de un semiconductor sin impurezas. Un semiconductor que ha sido sometido al proceso de dopaje se denomina “extrínseco”, para recalcar que su densidad de portadores ha sido modificada con respecto a la original.

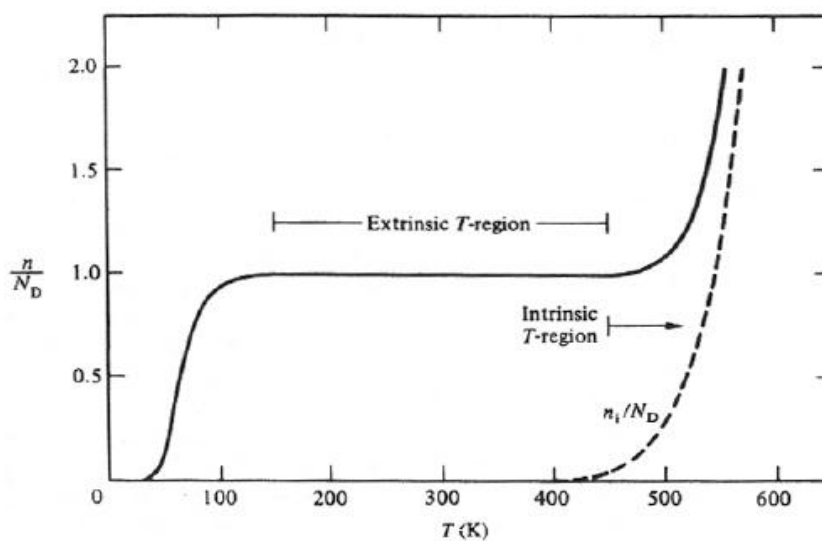


Figura 2-10 Variación de la concentración relativa de electrones con la temperatura en un material dopado con impurezas donadoras [13].

También se debe diferenciar entre los materiales que han sido dopados con impurezas aceptoras y los que han sido dopados con impurezas donadoras. Las impurezas aceptoras, al “aceptar” electrones del semiconductor, ocasionan un incremento en la concentración de huecos en el material, mientras que las impurezas donadoras, provocan un aumento en la concentración de electrones libres. Cuando el material extrínseco ha aumentado su densidad de electrones, se dice que es de tipo negativo o de tipo-n. Cuando ha incrementado su concentración de huecos se dice que es de tipo positivo o de tipo-p.

Las células solares se fabrican introduciendo impurezas donadoras en una cara del dispositivo e impurezas aceptoras en la cara opuesta. En cada una de las caras aumentará la concentración de tipo-n. Sin embargo, al excitarse las impurezas de ambas caras aparecerán iones fijos en la red cristalina, procedentes de los átomos que han cedido o ganado electrones. La presencia de estos iones fijos con cargas eléctricas de signo opuesto caracteriza la región que separa la zona de tipo-p y la zona de tipo-n, y provoca un campo eléctrico permanente (con su consiguiente diferencia de potencial). Este tipo de estructura se denomina “unión p-n” (Figura 2-11).

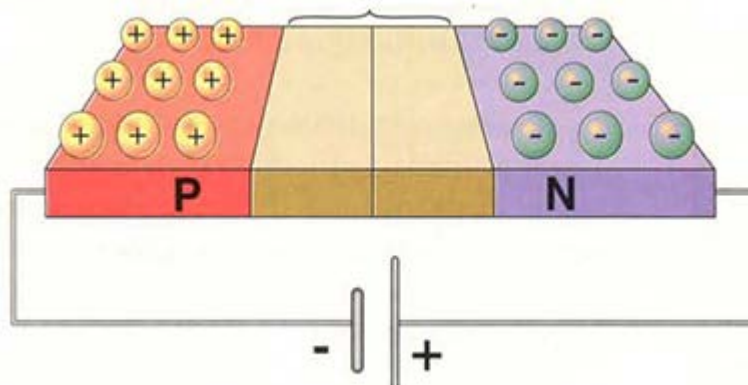


Figura 2-11 Unión p-n [14].

Este campo eléctrico es el elemento artificial mencionado anteriormente. Cuando se ilumina la célula, el campo arrastra a los electrones libres y huecos excitados por la energía de los fotones y crea la corriente eléctrica que deseamos aprovechar en un circuito externo. Además de esta corriente, se genera otra que se conoce como “mecanismos de difusión”. La difusión es un fenómeno producida por la diferencia en la concentración de partículas entre dos regiones de un material. La corriente resultante en la célula depende del balance de estas dos corrientes, y de las tasas de recombinación y generación de portadores en el material (número de eventos por cm^3 y por segundo).

Resumiendo todo lo explicado anteriormente, puede decirse que el efecto fotovoltaico consiste en la combinación de dos procesos que tienen lugar en el dispositivo: la generación de portadores de carga como resultado de la absorción de la radiación luminosa en el semiconductor, y el desplazamiento de estos portadores hacia los extremos del dispositivo donde pueden ser recolectados para aprovechar la corriente eléctrica asociada (Figura 2-12). Para recolectar los portadores de carga e introducirlos en el circuito externo es necesario instalar en la célula unos contactos metálicos que conecten el semiconductor y el conductor eléctrico. Estos contactos se deben instalar de forma que la extracción de portadores se realice de la forma más eficiente posible, pero también de forma que no perjudiquen el proceso de absorción de radiación solar por parte del semiconductor.

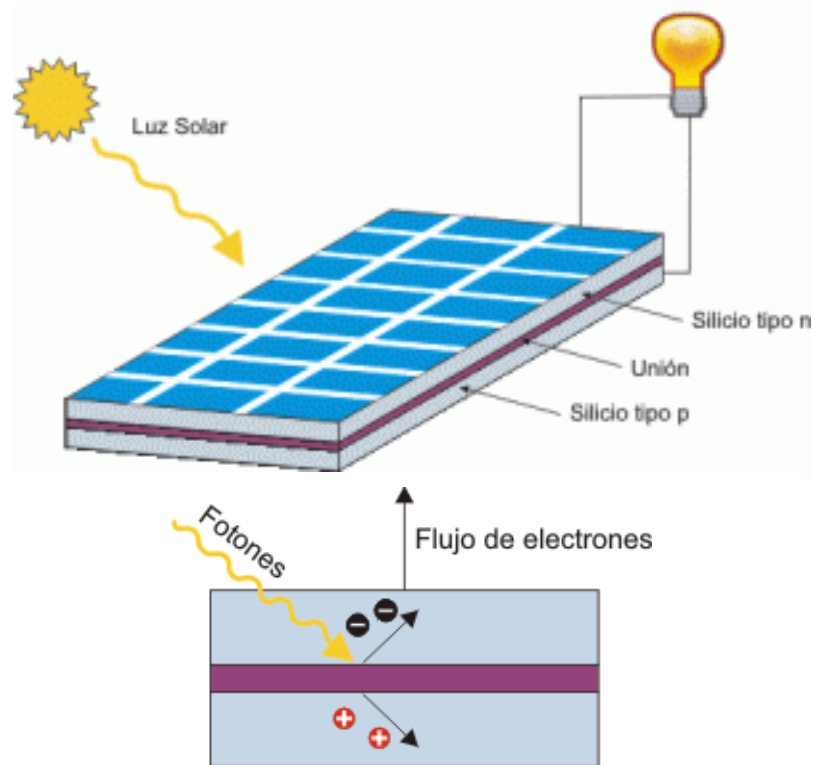


Figura 2-12 Efecto fotovoltaico en una célula solar [9].

2.3 Células fotovoltaicas

La base de las instalaciones fotovoltaicas es la célula solar. Una célula solar es un dispositivo electrónico de estado sólido capaz de convertir de forma directa la radiación solar en potencia eléctrica en forma de corriente continua (DC). Las células se ensamblan en unidades compactas denominadas módulos fotovoltaicos. Las células que conforman un módulo fotovoltaico se disponen mediante conexiones en serie y en paralelo hasta obtener los niveles de corriente y tensión adecuados. Los distintos tipos de módulos según la tecnología de célula solar que utilizan y según la tecnología de fabricación empleada se muestran en la Figura 2-13.

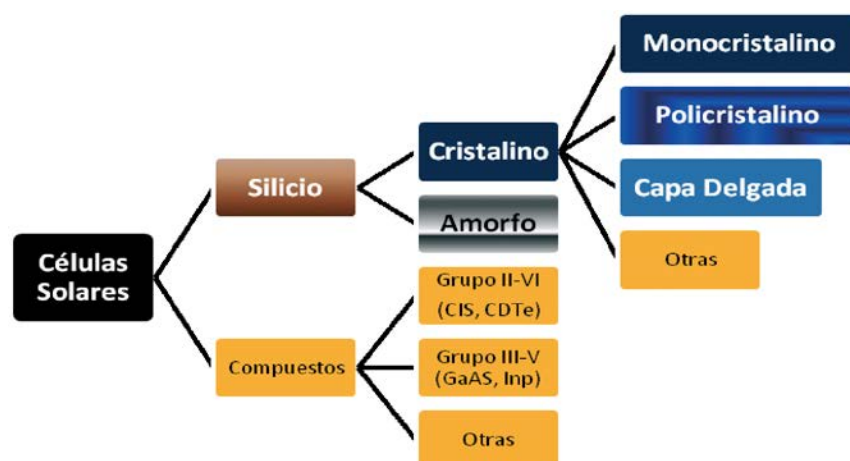


Figura 2-13 Clasificación de células solares según el tipo de material semiconductor que las constituye y según su estructura interna [15].

A continuación, se explicarán más en detalle los tipos de células solares de silicio más importantes:

2.3.1 Silicio monocristalino

Las células solares fabricadas con este material son las más utilizadas actualmente. El principal inconveniente que presentan es el elevado coste que supone su proceso de fabricación, debido a su gran pureza y la elevada cantidad de material activo empleado. La principal ventaja de este tipo de células con respecto a las demás es la eficiencia, la cual es notablemente superior. Las células solares de silicio monocristalino (Figura 2-14) pueden conseguir un rendimiento del 19% aproximadamente funcionando en el laboratorio, y en instalaciones reales pueden llegar hasta a un 13%.

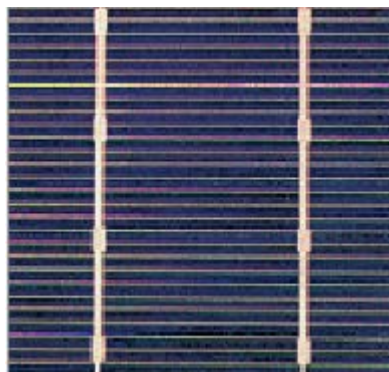


Figura 2-14 Célula de silicio monocristalino [4].

2.3.2 Silicio policristalino

Las células solares fabricadas a partir de este material proceden del corte de un bloque de silicio que previamente se ha dejado solidificar en un crisol y que se ha formado por muchos pequeños cristales de silicio. El coste de este proceso es mucho menor que el de fabricación del silicio monocristalino, por lo que este tipo de células resultan más baratas que las anteriores. Sin embargo, el silicio policristalino supone generalmente un rendimiento más bajo debido a su peor comportamiento a altas temperaturas. En el laboratorio se pueden conseguir rendimientos de hasta el 18%, y en condiciones reales de operación entre un 10 y un 12%. Las células de silicio policristalino se pueden diferenciar de las células de silicio monocristalino por el color de su superficie, que es variable en el primer caso y uniforme en el segundo, como se observa en la Figura 2-15.

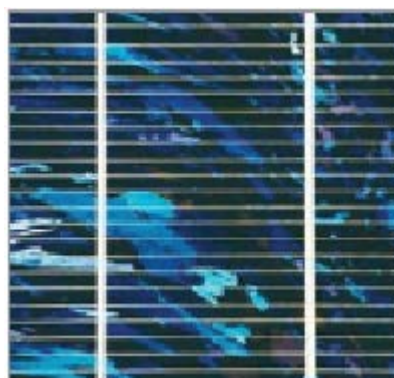


Figura 2-15 Célula de silicio policristalino [4].

2.3.3 Capa delgada

Están construidas con materiales como el CdTe, CIGS o a-Si y sus rendimientos comerciales oscilan entre el 10 y 12%. Aunque tienen un rendimiento menor que el de las células de silicio mono y policristalino, tienen otras ventajas que las hacen idóneas para algunas aplicaciones. Las células de capa delgada son flexibles, por lo que son ampliamente utilizadas en la integración arquitectónica.

2.3.4 Silicio amorfo

Este material es diferente de los anteriores, pues su estructura carece de carácter cristalino. El silicio amorfo procede del gas silano (SiH_4), y se fabrica depositando sucesivas capas delgadas al vacío sobre un material, que puede ser plástico, cristal, metal etc. El resultado de este proceso no son células individuales, sino una lámina continua. La ventaja de este tipo de células es que no necesitan soldaduras para realizar el conexionado. Sin embargo, su eficiencia es sensiblemente inferior a las de silicio cristalino debido a la peor calidad del material empleado. Una célula de silicio amorfo genera una potencia en torno a un 60% menor que la que puede generar una célula de silicio cristalino de tamaño y características similares. Además, el silicio amorfo se deteriora con facilidad ante una prolongada exposición a la irradiación solar, lo que disminuye aún más su eficiencia.

2.4 Instalaciones solares fotovoltaicas

En el ámbito de las instalaciones fotovoltaicas existen tres niveles que es necesario diferenciar. El primero y más básico de ellos es la célula fotovoltaica, donde se produce el efecto fotoeléctrico y se genera electricidad. Varias células fotovoltaicas se agrupan para formar un módulo, que recolecta la energía producida por sus células. El sumatorio de todos los módulos nos da como resultado la instalación final (Figura 2-16).

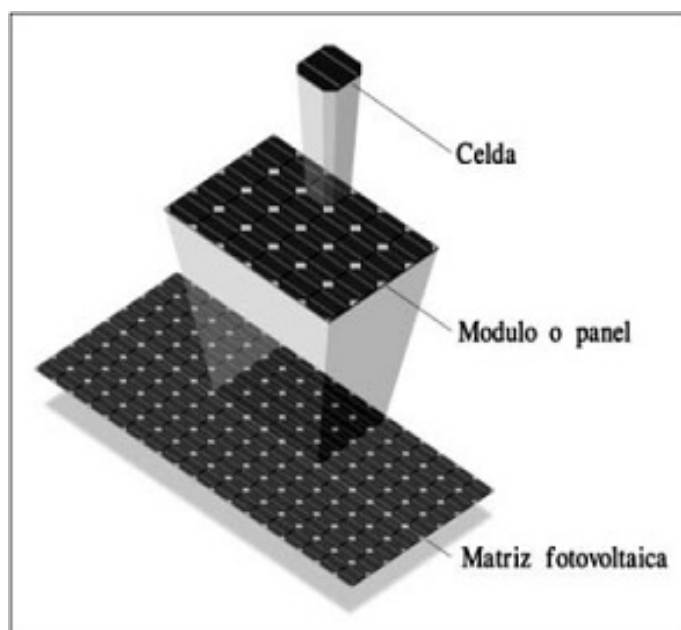


Figura 2-16 Jerarquía en una instalación fotovoltaica [16]

Los trabajos descritos en las referencias [17], [18], [15] y [19] coinciden en que existen dos grandes grupos de instalaciones fotovoltaicas: los sistemas conectados a red y los sistemas aislados. Una instalación fotovoltaica se define como “*un conjunto de componentes mecánicos, eléctricos y electrónicos que concurren a captar y transformar la energía solar disponible, transformándola en utilizable como energía eléctrica*” [17]. Independientemente de su tamaño, disposición, materiales o capacidad, e incluso independientemente de las nuevas vertientes como la “building integration” o “integración arquitectónica”, las instalaciones fotovoltaicas pueden agruparse en las dos grandes categorías antes mencionadas. A continuación se explicará en qué consiste cada una de ellas.

2.4.1 Sistemas conectados a la red

Los sistemas pertenecientes a esta categoría se caracterizan porque se encuentran permanentemente conectados a la red eléctrica nacional. En las horas de irradiación solar escasa o nula, cuando la instalación no es capaz de cubrir la demanda energética con la electricidad que produce, el déficit

energético es absorbido de la red general eléctrica. Sin embargo, durante las horas en las que los captadores reciben irradiación solar, el sistema fotovoltaico estará dimensionado para producir más electricidad de la que se necesita, por lo que el exceso se transfiere a la red nacional. Por decisión administrativa, se realizan mediciones por medio de un contador y se han establecido precios de forma que el exceso de energía producida se pueda vender a la red eléctrica, de igual manera que se puede disponer de la energía de la red cuando la energía autogenerada es insuficiente. Este tipo de instalaciones suele ser el utilizado por la mayoría de las empresas en entornos urbanos, tanto para el abastecimiento de edificios mediante instalaciones en fachada o tejado (Figura 2-17) como para otras aplicaciones mediante instalaciones de suelo.

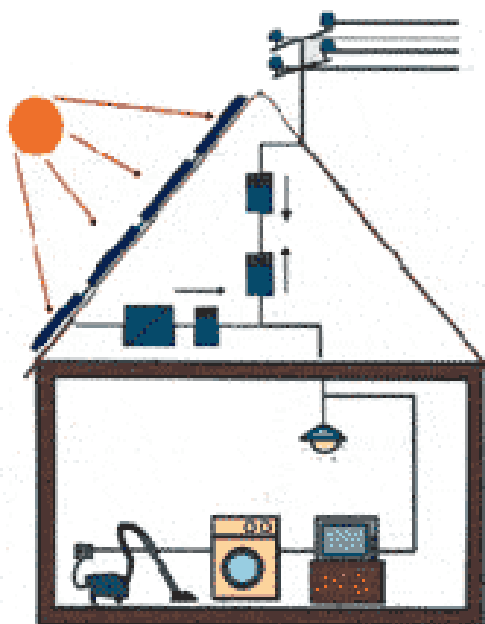


Figura 2-17 Ilustración ejemplo de instalación solar fotovoltaica conectada a red [17]

2.4.2 Sistemas aislados

Las instalaciones fotovoltaicas aisladas (Figura 2-18) se utilizan para aplicaciones de bajo consumo de energía, para las que no compensa pagar el coste de la conexión a la red general. En general, se utiliza para abastecer viviendas en zonas rurales en las que resulta difícil y costoso proporcionar servicio a través de la red nacional por encontrarse en una posición poco accesible. Podría resultar conveniente instalar un sistema aislado en una vivienda si ésta se encuentra a más de tres kilómetros de la red eléctrica.

Estos sistemas, al no poder disponer de la electricidad de la red general, necesitan almacenar la energía eléctrica que producen para garantizar la continuidad de la erogación cuando la irradiación solar deja de incidir sobre las células fotovoltaicas. El almacenamiento se consigue mediante una serie de baterías electroquímicas recargables que se dimensionan de forma que sean capaces de proporcionar suficiente electricidad para cubrir la demanda en los períodos en los que el sistema fotovoltaico no genera corriente. En la actualidad, se utilizan para estos sistemas baterías de plomo ácido de largo ciclo de vida (más de 6 años), que requieren escaso mantenimiento. Sin embargo, es necesario instalar también un regulador de carga, que permita preservar las baterías frente a un exceso de carga procedente de los módulos fotovoltaicos, y un exceso de descarga debido a la demanda eléctrica. El exceso de carga o descarga afecta al correcto funcionamiento y a la duración de las baterías.

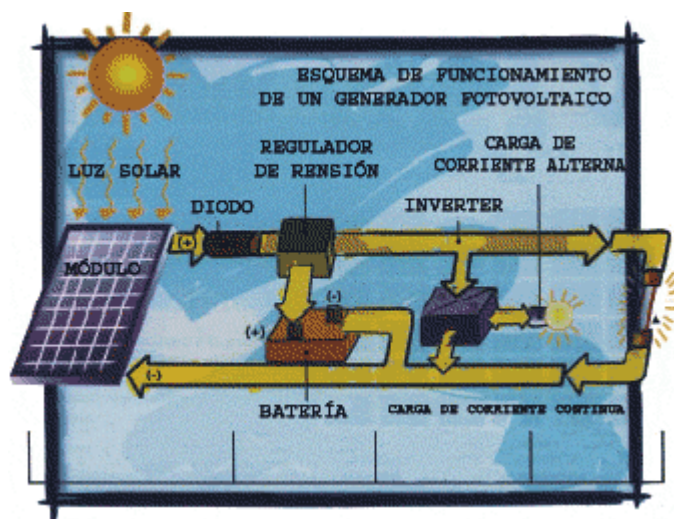


Figura 2-18 Ilustración ejemplo de instalación solar fotovoltaica aislada [20].

En el diseño de los sistemas aislados, es importante dimensionar la instalación de forma que sea capaz, durante las horas de irradiación solar, de satisfacer la demanda energética y de recargar las baterías de forma que el abastecimiento pueda continuar durante las horas de sombra. El principal inconveniente de los sistemas aislados es que la cantidad de demanda energética que permiten está limitada por la capacidad de las baterías, de forma que para una demanda considerable se necesitaría un despliegue de baterías que en la mayoría de los casos sería poco rentable.

2.4.3 Otros criterios de clasificación

Se puede resumir lo expuesto anteriormente mediante la Figura 2-19, que representa los dos grandes grupos de instalaciones fotovoltaicas y sus principales aplicaciones.



Figura 2-19 Tipos de instalaciones solares fotovoltaicas y sus principales aplicaciones [21].

Aunque la clasificación ya mencionada es la principal y más utilizada en el sector, también se han propuesto otros criterios para diferenciar las instalaciones solares fotovoltaicas. Por ejemplo, la Asociación de la Industria Fotovoltaica establece tres tipos distintos de instalaciones de generación fotovoltaica en función de sus respectivos rangos de potencia representativos [18]. Los tres tipos de instalaciones son los siguientes:

- Instalaciones pequeñas, de 3 kWp como planta tipo, con rango hasta 5 kWp. Se corresponden con instalaciones aisladas en el ámbito rural o aplicaciones conectadas a red sobre tejados o azoteas de casas particulares. La potencia de estas instalaciones sería suficiente para abastecer eléctricamente una vivienda de tamaño medio en la que vivan 2 ó 3 personas, sin tener en cuenta consumos añadidos como calefacción o aire acondicionado.
- Instalaciones medianas, de 30 kWp como planta tipo, con rango entre 5 y 100 kWp. Se corresponden con instalaciones fotovoltaicas en electrificaciones rurales centralizadas o sistemas conectados a red en edificios, normalmente integrados en la estructura de los mismos. Estas instalaciones son normalmente elegidas por grupos de mayor entidad, como empresas públicas o privadas o comunidades de vecinos, que presentan una mayor demanda energética. Una instalación de 30 kWp permite satisfacer las necesidades eléctricas de diez viviendas medias.
- Instalaciones grandes de 300 kWp como planta tipo, con rango entre 100 kWp y 1 MWp. Se corresponden generalmente con instalaciones conectadas a red, y suelen ser utilizadas por empresas que desean contribuir a una generación de energía limpia y renovable. Una planta de 300 kWp permite cubrir la demanda energética de un edificio de tamaño medio.

Además de los tres tipos de instalaciones mencionados, la Asociación de la Industria Fotovoltaica también establece un cuarto nivel de potencia para los sistemas fotovoltaicos que, por sus dimensiones, deja de ser una instalación para denominarse más bien central fotovoltaica. Las centrales fotovoltaicas son de 3 MWp como planta tipo, con rango entre 1 y 50 MWp. Son utilizadas por empresas o grupos de empresas que desean combinar el rendimiento económico de la generación de electricidad con el desarrollo de las energías renovables.

2.4.4 Componentes de una instalación fotovoltaica de conexión a red

A continuación, se procederá a describir los distintos elementos que componen una instalación fotovoltaica conectada a red. Este tipo de instalación es el objeto de estudio del presente trabajo, por lo que se explicará más en profundidad. Los componentes principales de las instalaciones de conexión a red (Figura 2-20), en los casos de aplicación del Código Técnico de Edificación (CTE), son los siguientes [6]:

- Sistema generador: Módulos fotovoltaicos que realizan la conversión fotovoltaica, es decir, generan electricidad a partir de la irradiación solar.
- Sistema de acondicionamiento de potencia: Elemento denominado inversor que transforma la corriente continua procedente del módulo fotovoltaico en corriente alterna válida para ser introducida en la red general de distribución o para consumo directo.
- Cuadros de protecciones: Dispositivo encargado de proteger al resto de la instalación frente a anomalías eléctricas, rayos o picos de tensión.
- Contadores: Dispositivos cuya misión es registrar la cantidad de energía eléctrica introducida en la red de distribución.
- Circuito eléctrico: Conjunto de cables de la instalación que permite el flujo de corriente y la distribución tanto de continua como de alterna.
- Conexión a la línea de la compañía eléctrica: Ésta conexión podrá ser en baja o en media tensión, según la capacidad de las líneas y la electrificación de las zonas.

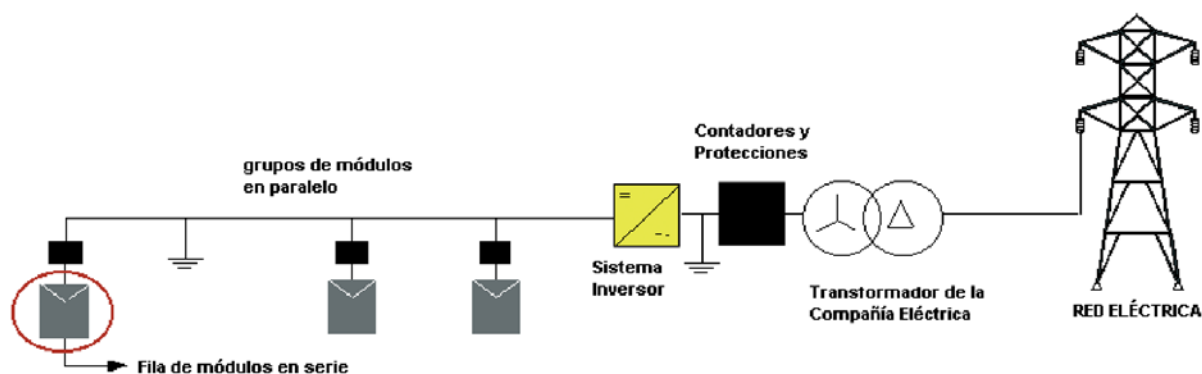


Figura 2-20 Esquema general de instalación de energía solar fotovoltaica de conexión a red [1].

2.4.5 Módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos están formados por distintos elementos que permiten su correcto funcionamiento, como se observa en la Figura 2-21. El elemento primordial de los mismos son las células solares (2.3), que se encuentran interconectadas para generar la corriente eléctrica de forma adecuada. Las células habitualmente se insertan sobre una lámina de tedlar, que posteriormente se encaja en un marco que integra todos los elementos descritos anteriormente. Además de las células, los módulos cuentan con una protección contra los elementos atmosféricos, de forma que se encuentran encapsulados y laminados. Por último, también incorporan una protección contra “hot-spots” o puntos calientes que pueden provocar la destrucción térmica de las células, y una conexión eléctrica.

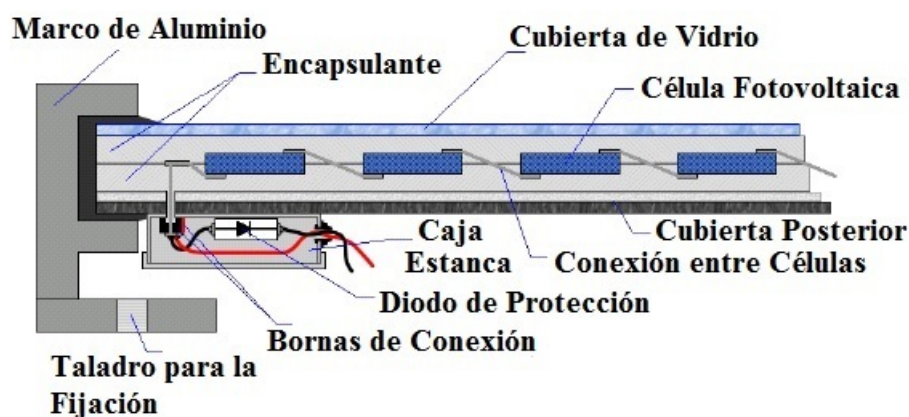


Figura 2-21 Elementos de un módulo fotovoltaico [22].

El funcionamiento de un módulo fotovoltaico depende en gran medida de factores externos como la irradiación solar incidente o la temperatura ambiente, por lo que se han establecido unas condiciones de trabajo nominales o estándar (STC) que permiten la comparación y medición objetiva de los diferentes módulos fotovoltaicos. En este contexto, se entiende por *potencia de pico* o *potencia máxima del generador* aquella que puede entregar el módulo en las condiciones estándares de medida (STC) [4]. Estas condiciones se corresponden a una irradiancia de 1000 W/m^2 , una temperatura de célula de 25°C , una distribución espectral AM de 1,5 G y una incidencia de la radiación solar normal a la superficie.

La característica V-I de un módulo (Figura 2-22) es la curva que relaciona la tensión y la corriente del módulo para una irradiancia determinada, y debe ser proporcionada por el fabricante. La potencia de pico coincide con la potencia máxima de la característica V-I de los módulos, por lo que la potencia real que suministre el módulo siempre será inferior.

Centrándonos ahora en las características eléctricas de los módulos, se enumerarán a continuación los parámetros más importantes al respecto:

- Intensidad (I): Corriente proporcionada por el módulo fotovoltaico.
- Intensidad máxima (I_m): Máximo valor de corriente alcanzado para todos los valores de V.
- Intensidad de cortocircuito (I_{sc}): Corriente proporcionada por el módulo fotovoltaico en condiciones de cortocircuito.
- Tensión (V): Tensión en los bornes del módulo fotovoltaico.
- Tensión máxima (V_m): Máximo valor de tensión alcanzado para todos los valores de I.
- Tensión de circuito abierto (V_{oc}): en bornes del módulo fotovoltaico, es decir en ausencia de intensidad.

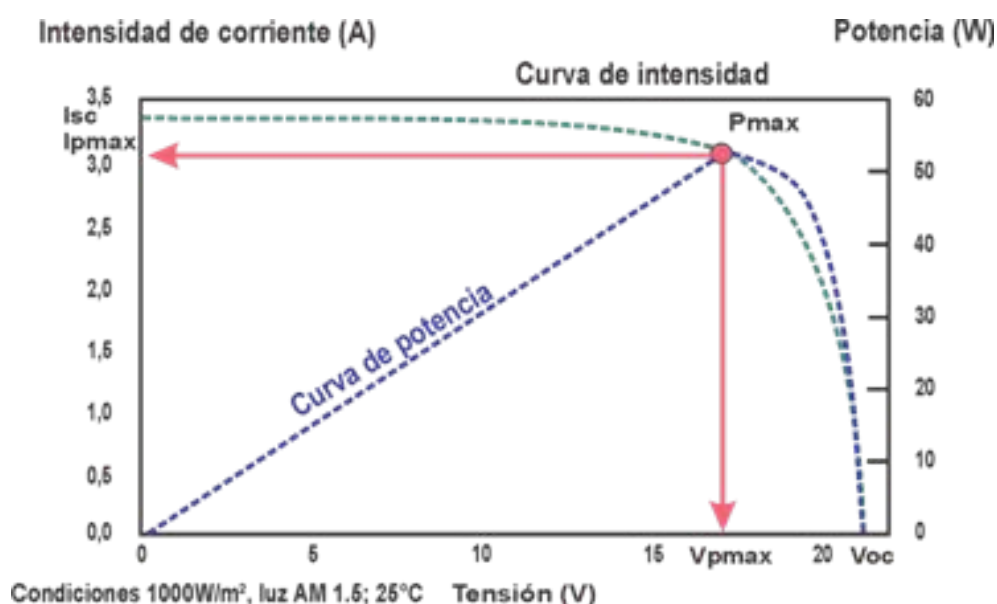


Figura 2-22 Característica V-I de un módulo fotovoltaico [4].

Los principales aspectos de funcionamiento de un módulo pueden observarse en su característica V-I. El primero de ellos es el punto de funcionamiento del módulo, que se define por los valores de V e I, y que debe situarse en la curva característica. Se debe destacar también que para un módulo determinado existe un único par de valores V-I que proporcionan la potencia máxima, V_m e I_m . A este par de valores se les denomina tensión en el punto de máxima potencia (V_{mp}) e intensidad en el punto de máxima potencia (I_{mp}). Por último, otro aspecto importante que debe considerarse es la temperatura de operación nominal de las células solares (TONC). Este parámetro indica la temperatura que adquieren las células fotovoltaicas cuando se les somete a las siguientes condiciones ambientales:

- Irradiancia= 800 W/m^2 .
- Distribución espectral AM= 1,5 G.
- Temperatura ambiente= 20°C
- Velocidad del viento= 1 m/s

Conociendo ya las principales características físicas y eléctricas de los módulos fotovoltaicos, debemos plantearnos a continuación la manera en que se asocian dichos módulos para poder disponer de la energía eléctrica que deseamos. Un módulo fotovoltaico por sí solo no suele ser suficiente para satisfacer los requerimientos de la instalación. En la mayoría de los casos es necesario combinar adecuadamente varios módulos para obtener los valores de tensión y corriente deseados. Estas

conexiones pueden ser en paralelo o en serie, proporcionando cada tipo de conexión un resultado distinto para las variables eléctricas. La conexión de módulos en serie proporciona como resultado una tensión equivalente a la suma de los voltajes de cada uno de los módulos implicados en la conexión en serie, mientras que la intensidad de corriente permanece constante. La conexión o acoplamiento de módulos en paralelo produce una intensidad de corriente equivalente a la suma de las intensidades individuales de cada uno de los módulos conectados en paralelo, mientras que la tensión permanece constante. El límite al número de módulos que se pueden conectar en serie o en paralelo viene marcado por las especificaciones técnicas del sistema de generación de potencia, pues se deben respetar las características eléctricas de entrada en éste así como el umbral de tensión a partir del cual puede funcionar correctamente. En la Figura 2-23 podemos ver un ejemplo de cada tipo de conexión.

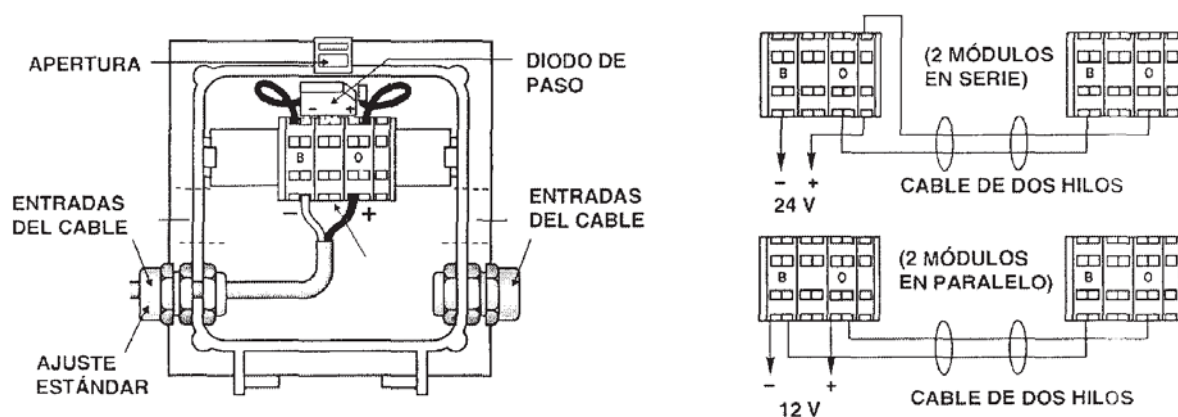


Figura 2-23 Esquema de la conexión de módulos y de la caja de conexión [12].

Los efectos teóricos de la asociación de módulos solo se alcanzan cuando todas las células solares que componen cada módulo trabajan bajo las mismas condiciones de radiación, temperatura, etc. Por lo tanto, las sombras que puedan afectar a parte de los módulos de una asociación constituyen el mayor inconveniente del proceso. Cuando los módulos de una instalación están conectados en serie, y parte de uno de ellos se encuentra cubierto por sombras, la corriente total del circuito se ve limitada por la generada en las células solares sombreadas. La corriente de estas células no puede circular por el circuito, por lo que circulan a través de su unión p-n. Este hecho hace que las células sombreadas se vean sometidas a un voltaje igual e inverso al de las células no sombreadas, lo que significa que las células no generan potencia sino que la consumen y disipan. Esto no solo provoca una disminución de la eficiencia sino que puede producir una degradación de las soldaduras y de las células. Este efecto se conoce como el problema del “punto caliente” o “hot-spot”. Para paliar los efectos negativos del problema del punto caliente en asociaciones en serie, se utilizan diodos de paso. Los diodos se conectan en antiparalelo a un grupo de células y evitan las tensiones inversas, manteniendo la diferencia de potencial entre sus extremos y por lo tanto evitando la disipación de potencia.

2.4.5.1 Inversor

Como ya se ha mencionado, los módulos fotovoltaicos proporcionan electricidad con unos parámetros inadecuados para su introducción en la red general de distribución o para su consumo directo. Concretamente, los módulos proporcionan corriente continua, cuando se desea obtener corriente alterna, y un valor de tensión que generalmente no coincide con las características de la red eléctrica a la que se va a conectar. Por lo tanto, para poder disponer de la energía generada en los módulos fotovoltaicos, es necesario contar con un sistema de acondicionamiento de potencia o, lo que es lo mismo, un inversor (Figura 2-24).

Un inversor viene especificado por su tensión nominal de entrada, su potencia nominal y el tipo de señal que genera.

Los principales parámetros que les caracterizan son los siguientes ([6]):

- Eficiencia del inversor.
- Capacidad de sobrecarga del inversor.
- La distorsión armónica: nos marca la relación entre la potencia debida a los armónicos (ondas de tensión) con frecuencia superior a la fundamental y la debida a los armónicos fundamentales.
- El factor de potencia: desfase entre tensión y corriente.
- Funcionamiento en espera o de bajo consumo: en este modo el inversor detecta que no hay ninguna carga conectada y reduce su autoconsumo al mínimo.



Figura 2-24 Interior de un inversor para instalación fotovoltaica de conexión a red [14].

Como ya se indicó anteriormente, el objetivo del inversor es obtener la máxima cantidad de energía posible con los parámetros adecuados. Para ello, se utiliza otro componente llamado el controlador de carga. Este componente le impone al campo fotovoltaico un valor de la tensión V cercano al valor de V_{mp} , de forma que se genere la correspondiente intensidad I próxima al valor de I_{mp} para la irradiancia existente. El controlador de carga puede incorporarse dentro del inversor o ir por separado. Para que funcionen correctamente, los inversores deben incorporar separaciones galvánicas y sistemas contra la inversión de la polaridad en la entrada, los cortocircuitos y las sobrecargas a la salida. Esto reducirá las necesidades de mantenimiento y garantizará el correcto funcionamiento del inversor durante un período de tiempo más prolongado.

2.4.5.2 Cuadros de protecciones

Los cuadros de protecciones (Figura 2-25) son dispositivos que protegen a la instalación frente a cualquier tipo de anomalías eléctricas que puedan surgir, tanto internas como externas (defectos eléctricos, sobretensiones, rayos, cortocircuitos, contactos directos e indirectos, sobrecargas, etc.). Deben contar con todos los elementos y garantías necesarias para asegurar permanentemente la calidad

del suministro eléctrico y la seguridad, por un lado, de las personas que manipulen la instalación y por otro, de la propia instalación. Además, también deberá incorporar otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente. La instalación de los cuadros debe permitir la desconexión y seccionamiento del inversor, tanto en la parte de corriente continua como en la de corriente alterna, para facilitar las tareas de mantenimiento y poder llevarlas a cabo de forma segura.

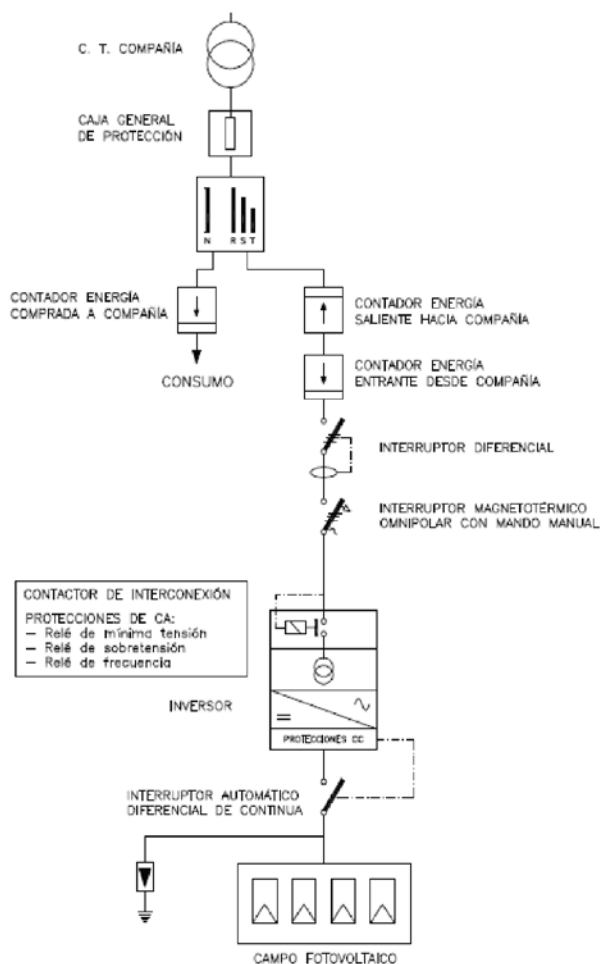


Figura 2-25 Esquema de una instalación fotovoltaica con cuadros de protección y contadores [8].

El autor de [23] coincide con lo anterior en las funciones que deben llevar a cabo los distintos cuadros de protección, y establece una clasificación según la finalidad de cada uno. Dicha clasificación es la siguiente (ver Figura 2-26 y Figura 2-27):

- Equipos de protección de grupo de paneles. Nivel 1: Equipo diseñado para proteger eléctricamente los paneles fotovoltaicos de posibles sobretensiones y sobreintensidades. Viene provisto de un “interruptor de corte en carga”, que permite cortar la línea del grupo de paneles y así realizar tareas correctivas o preventivas en dicha zona.
- Equipo de protección del grupo inversor. Nivel 2: Equipo diseñado para proteger eléctricamente los grupos inversores de posibles sobretensiones y sobreintensidades. Provisto de un “interruptor de corte en carga” para poder cortar toda una instalación o una zona determinada y así realizar tareas de mantenimiento correctivas o preventivas.

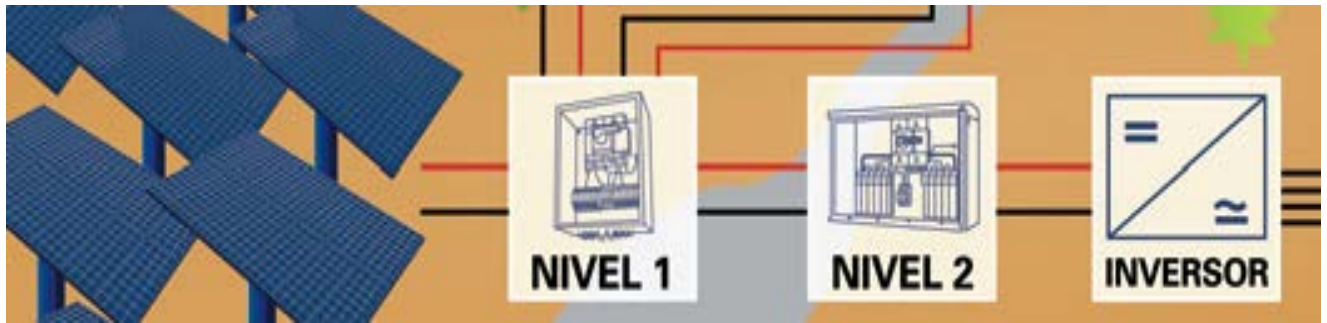


Figura 2-26 Esquema de instalación de equipos de protección de niveles 1 y 2 [23].

- Equipo de protección de salida del inversor. Equipo PCA: Equipo diseñado para proteger eléctricamente la línea desde la salida del inversor hasta la entrada del equipo de protección y medida regulado por la compañía.
- Equipo de protección y medida (CIA): Equipo diseñado para proteger eléctricamente y realizar la medida de forma bidireccional, es decir, permite visualizar el consumo de energía eléctrica de la red de distribución y medir la energía eléctrica vendida o suministrada a la red de distribución eléctrica. Cada compañía eléctrica de España regula los equipos que ocupan su ámbito de aplicación.

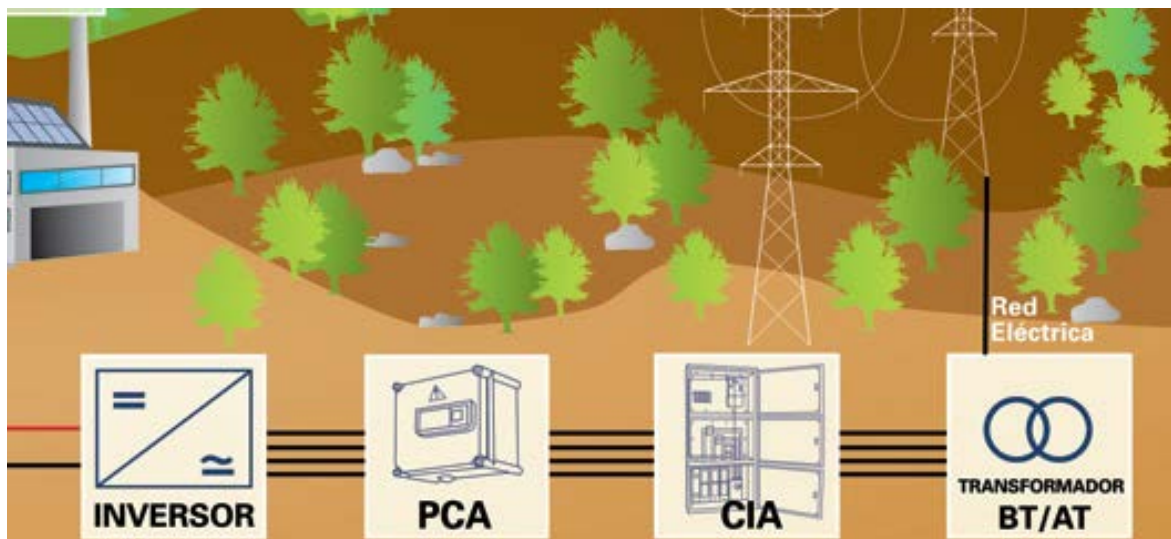


Figura 2-27 Esquema de instalación de equipos de protección PCA y CIA [23].

2.4.5.3 Contadores

Los contadores (Figura 2-28) son dispositivos encargados de registrar la energía eléctrica vertida a la red de distribución o la energía tomada de dicha red. Existen contadores unidireccionales o bidireccionales. En el caso de optar por el primer tipo, es necesario instalar dos contadores, uno de entrada y otro de salida. Habitualmente es la compañía eléctrica la que selecciona el tipo de contadores.

Generalmente el contador principal mide la electricidad producida en kWh que se envía a la red para que pueda ser facturada a la compañía según los precios establecidos. El contador secundario mide los consumos de los equipos fotovoltaicos en kWh para descontarlos de la energía producida.



Figura 2-28 Contadores de entrada y salida y protecciones de una instalación de potencia 7,5 kW [4].

2.5 Implantación en la edificación

2.5.1 Generalidades

Dada la naturaleza de las instalaciones fotovoltaicas, es relativamente sencillo adaptarlas e incorporarlas a entornos urbanos, construcciones o edificios. El pequeño espacio que ocupan, la ausencia de contaminación y el escaso o nulo ruido que generan las hacen ideales para integrarse en todo tipo de edificaciones, desde viviendas y cuarteles hasta oficinas o almacenes.

No solo pueden incorporarse las instalaciones fotovoltaicas a la edificación para proporcionar electricidad, sino que además pueden ejercer simultáneamente la función de elemento constructivo. Esto es lo que se conoce como BIPV (“Building Integrated PhotoVoltaics”). El autor de [24] la define de la siguiente manera: *La Integración Arquitectónica de la Energía Fotovoltaica (BIPV-Building Integrated Photovoltaics) consiste en la sustitución de materiales y/o elementos convencionales de construcción por elementos fotovoltaicos. De esta forma se genera un nuevo sistema constructivo que, además de ser generador de energía, puede adaptarse a las características de la edificación.* En este sentido, los fabricantes de placas fotovoltaicas ya han desarrollado modelos destinados específicamente a su incorporación a los tejados o fachadas de las construcciones urbanas.

Como indica el autor de [25], para llevar a cabo esta implantación de las tecnologías fotovoltaicas en los edificios se debe emplear un método de análisis previo que consta de cuatro pasos diferenciados (Figura 2-29). Éstos pasos son los siguientes:

- Análisis de la vivienda: Se analizan y estudian las necesidades energéticas del edificio y las características o aspectos particulares que puedan afectar a una hipotética instalación fotovoltaica.
- Sistema constructivo: Se analizan y estudian las técnicas y estructuras constructivas del edificio para determinar si la instalación es segura y viable y, en caso afirmativo, se estudia cómo podría llevarse a cabo.
- Equipos solares: Se estudian las diversas opciones de instalación teniendo en cuenta sus prestaciones y precios, para seleccionar posteriormente la que mejor se adapte a la edificación objeto de análisis.

- Normativa: Por último es preciso conocer y aplicar la normativa en vigor a la hora de seleccionar e implantar la instalación final.



Figura 2-29 Método de análisis para incorporar una instalación FV a un edificio [25].

2.5.2 Grados de integración

Existen tres grados diferenciados de integración de los módulos fotovoltaicos determinados por el sistema y modo de fijación de éstos al edificio. Estos grados se conocen como:

- Grado de integración nulo (captadores independientes).
- Grado de integración medio (captadores superpuestos).
- Grado de integración alto (captadores integrados).

A continuación, se explicarán brevemente las ventajas e inconvenientes de cada uno de ellos según [25].

- Grado de integración nulo. Captadores independientes. Los captadores se colocan sobre una estructura de soporte independiente de la envoltura del edificio (Figura 2-30).
 - o Ventajas: Sencillo, permite seleccionar la orientación e inclinación deseadas.
 - o Desventajas: Impacto visual elevado, mayor espacio ocupado, no sustituye elementos constructivos.
 - o Aplicaciones: Edificios con cubiertas horizontales, edificios reformados.

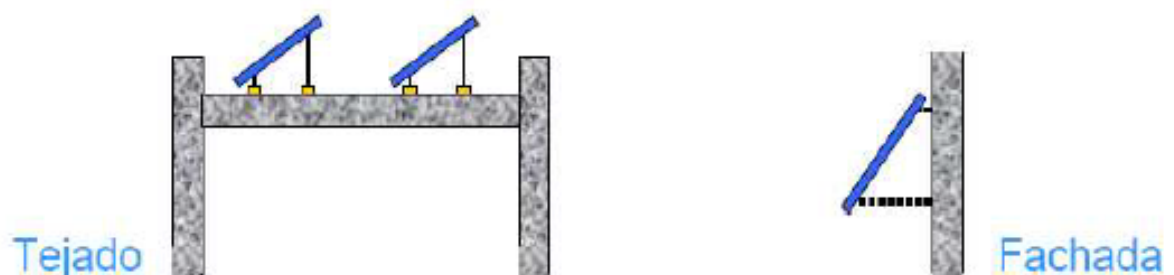


Figura 2-30 Módulos fotovoltaicos incorporados a una edificación con grado de integración nulo [25].

- Grado de integración medio. Captadores superpuestos. Los captadores se colocan sobre estructuras que reposan en la envoltura del edificio, por lo que quedan en posición paralela a la misma (Figura 2-31).
 - o Ventaja: Menor impacto visual, menor exposición al viento.
 - o Desventajas: No sustituye elementos constructivos.
 - o Aplicaciones: Edificios reformados.

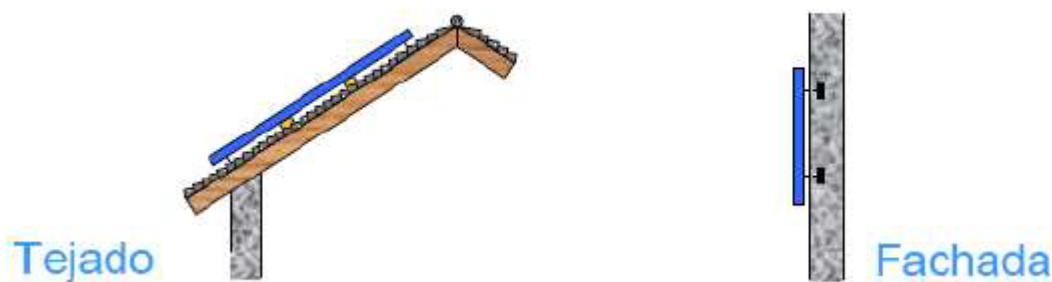


Figura 2-31 Módulos fotovoltaicos incorporados a una edificación con grado de integración medio [25].

- Grado de integración alto. Captadores integrados. Los captadores, además de producir energía, cumplen una función arquitectónica al formar parte de la estructura del edificio (Figura 2-32).
 - o Ventajas: Ahorro de elementos constructivos, instalación más estética.



Figura 2-32 Módulos fotovoltaicos incorporados a una edificación con grado de integración alto [25].

2.5.3 Integración en cubiertas

Las instalaciones fotovoltaicas suelen estar integradas en la mayoría de los casos en las cubiertas o tejados de los edificios, puesto que las condiciones en dichos emplazamientos suelen ser más favorables que en las fachadas. En este apartado se explicará únicamente la integración en cubiertas, puesto que es el caso que interesa para el presente trabajo. Algunas ventajas de la integración en cubiertas son las siguientes [24]:

- Las inclinaciones habituales de las cubiertas suelen coincidir aproximadamente con las inclinaciones de máxima producción eléctrica anual (más suaves en latitudes bajas y más pronunciadas en latitudes altas).
- La orientación no es tan decisiva cuando la inclinación es pequeña, por lo que una mala orientación no será tan crítica en una cubierta como en una fachada.
- En una cubierta plana es posible situar la instalación fotovoltaica en la orientación e inclinación óptimas, independientemente de la orientación del edificio.

- La instalación en cubiertas minimiza el impacto visual.

Para llevar a cabo la integración de instalaciones fotovoltaicas en edificios, es necesario tener en cuenta los siguientes aspectos fundamentales:

- Consideraciones estructurales: la instalación en la cubierta de un sistema fotovoltaico origina una sobrecarga que, aunque es pequeña en relación con las sobrecargas que exige soportar el Código Técnico de Edificación, debe tenerse en cuenta en los cálculos. Un peso estándar que puede provocar una instalación fotovoltaica puede ser 30 kg/m^2 , aunque depende del sistema de fijación utilizado.
- Sistemas de fijación: existen en el mercado estructuras de soporte específicas para la integración en cubiertas de paneles fotovoltaicos. Dichas estructuras se adaptan a cada tipo de cubierta. Por ejemplo, los sistemas de fijación en cubiertas planas suelen trabajar por gravedad para no perforar la impermeabilización, situando elementos pesados para estabilizar a las hileras de placas.
- Ventilación de las placas: la instalación se debe llevar a cabo teniendo en cuenta que los paneles necesitan una adecuada ventilación que evite que el aire caliente se quede estancado bajo las placas. Una ventilación insuficiente puede ocasionar pérdidas de eficiencia y degradación de los materiales.
- Estanqueidad: si la instalación va a sustituir a los elementos de impermeabilización de la cubierta, se debe asegurar que los paneles mantendrán la estanqueidad mediante juntas u otros sistemas.

2.6 Situación actual de la tecnología fotovoltaica en España

En el presente apartado se expondrán algunos aspectos clave según [26] sobre el estado actual y las posibles modificaciones de mercado de la tecnología fotovoltaica en España. Se repasarán brevemente las tecnologías existentes en la actualidad, las corrientes de I+D, las evoluciones pasadas y estimaciones a futuro de rendimientos y precios, los actores clave del sector, el mercado actual y la cadena de valor.

2.6.1 Análisis de las tecnologías en el mercado actual

Como ya se ha expuesto anteriormente, existen diversos tipos de tecnologías fotovoltaicas con distintas características y particularidades. En la Tabla 2-2 podemos ver un cuadro resumen de las principales opciones en cuanto a instalaciones fotovoltaicas con sus ventajas e inconvenientes.





	Silicio cristalino	Capas delgadas	Concentración (CPV)	3ª generación
				
Tipologías	Poli y mono	CdTe, CIGS y a-Si	CPV y HCPV	Dye-sensitized cells y células orgánicas
Eficiencia comercial	14-17%	10-12%	25-30%	5-6%
Madurez	+++	++	+	-
Cuota de mercado	~85%	~15%	~1%	~0,1%
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> • Tecnología madura • Buenas eficiencias 	<ul style="list-style-type: none"> • Costes de producción bajos • Buen comportamiento ante alta Tª y luz indirecta • Versatilidad de módulos 	<ul style="list-style-type: none"> • Eficiencias muy altas • Costes optimizables 	<ul style="list-style-type: none"> • Costes de producción potencialmente bajos • Versatilidad de módulos • Materias primas abundantes
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> • Menor margen en la reducción de costes • Dependencia del Si 	<ul style="list-style-type: none"> • Eficiencias bajas • Dependencia de metales escasos 	<ul style="list-style-type: none"> • Fases de desarrollo poco avanzadas • Costes muy elevados 	<ul style="list-style-type: none"> • Fase de desarrollo muy prematura • Eficiencias bajas

Tabla 2-2 Resumen de tecnologías fotovoltaicas y sus principales atributos [26]

La tecnología de silicio cristalino (en sus dos modalidades: policristalino y monocristalino) es la que ostenta una mayor cuota de mercado. Esto se debe principalmente a dos razones, su eficiencia comercial relativamente alta y su alto grado de madurez. Sin embargo, tiene dos inconvenientes importantes: la dependencia del silicio y que su margen de reducción de costes es pequeño.

Las tecnologías de capa delgada (CdTe, CIGS y a-Si) han adquirido una importante cuota de mercado en los últimos años gracias a sus bajos costes de producción, la versatilidad de sus módulos y su buen comportamiento a altas temperaturas. Sus dos principales desventajas son su eficiencia, que aún es considerablemente menor que la del silicio cristalino, y que en ocasiones dependen de metales escasos en la naturaleza.

Además de las dos principales tecnologías que ya se han mencionado, existen otras dos que actualmente apenas acaparan cuota de mercado pero que es posible que tengan un papel relevante en el futuro. La primera de ellas es la concentración fotovoltaica, que destaca por conseguir las eficiencias comerciales más altas (25-30%). Sin embargo, debido a que aún está comenzando a desarrollarse, los costes asociados a esta tecnología son muy altos. La segunda consiste en las células de tercera generación ("Dye-sensitized cells" y células orgánicas), las cuales tendrán unos costes de producción potencialmente bajos a medida que se desarrollen y se introduzcan en el mercado gracias a las abundantes materias primas que se usan en su fabricación y a la versatilidad de sus módulos. Sin embargo, hasta el momento solo se han conseguido obtener eficiencias muy bajas.

2.6.2 Investigación y Desarrollo I+D

La política de investigación y desarrollo en materia de energía fotovoltaica está definida por la Agencia Estratégica de Investigación (AEI) fotovoltaica europea, que tiene como prioridad mejorar la

competitividad fotovoltaica frente al resto de tecnologías de generación eléctrica. En este sentido, los esfuerzos de investigación se centran en los siguientes aspectos:

- Mejora de la eficiencia.
 - o Nuevos materiales y mejoras sobre lo utilizado actualmente.
 - o Mayor estabilidad a largo plazo en células y módulos.
 - o Tecnologías avanzadas de deposición.
- Mejora de los procesos productivos.
 - o Diseño de módulos.
 - o Mejora de la productividad.
 - o Técnicas de encapsulado.
 - o Nuevas técnicas de producción avanzadas.
- Promoción de la sostenibilidad.
 - o Reducción del impacto ambiental de materiales y procesos.
 - o Reciclaje y aumento de los ciclos de vida.
- Aplicabilidad.
 - o Mejora estética de los sistemas y estructuras.
 - o Nuevos diseños.

Para hacerse una idea del esfuerzo invertido por España en I+D en lo relativo a la energía fotovoltaica, se pondrá como ejemplo el presupuesto asignado para el período entre 2010 y 2013. Éste fue de 6600 millones de euros, y se destinó sobre todo a la mejora del rendimiento y la mejora de los procesos productivos, y en menor medida a la aplicabilidad y la promoción de la sostenibilidad.

2.6.3 Evolución de las eficiencias

El estudio de las evoluciones de las eficiencias fotovoltaicas asociadas a las diferentes tecnologías nos permite estimar cuáles tienen mayor potencial de mejora en el futuro. Cuanto mayor sea la rapidez de la evolución, mayor es el potencial de mejora de las eficiencias en células comerciales.

En la Figura 2-33 podemos observar dicha evolución durante las pasadas décadas. De este gráfico podemos destacar dos conclusiones importantes:

- La tecnología madura que alcanza mayores eficiencias comerciales es el silicio policristalino.
- La tecnología de capa delgada ha experimentado una rápida evolución además de tener una cierta madurez, algo que no cumplen otras tecnologías con una buena evolución como las de concentración.

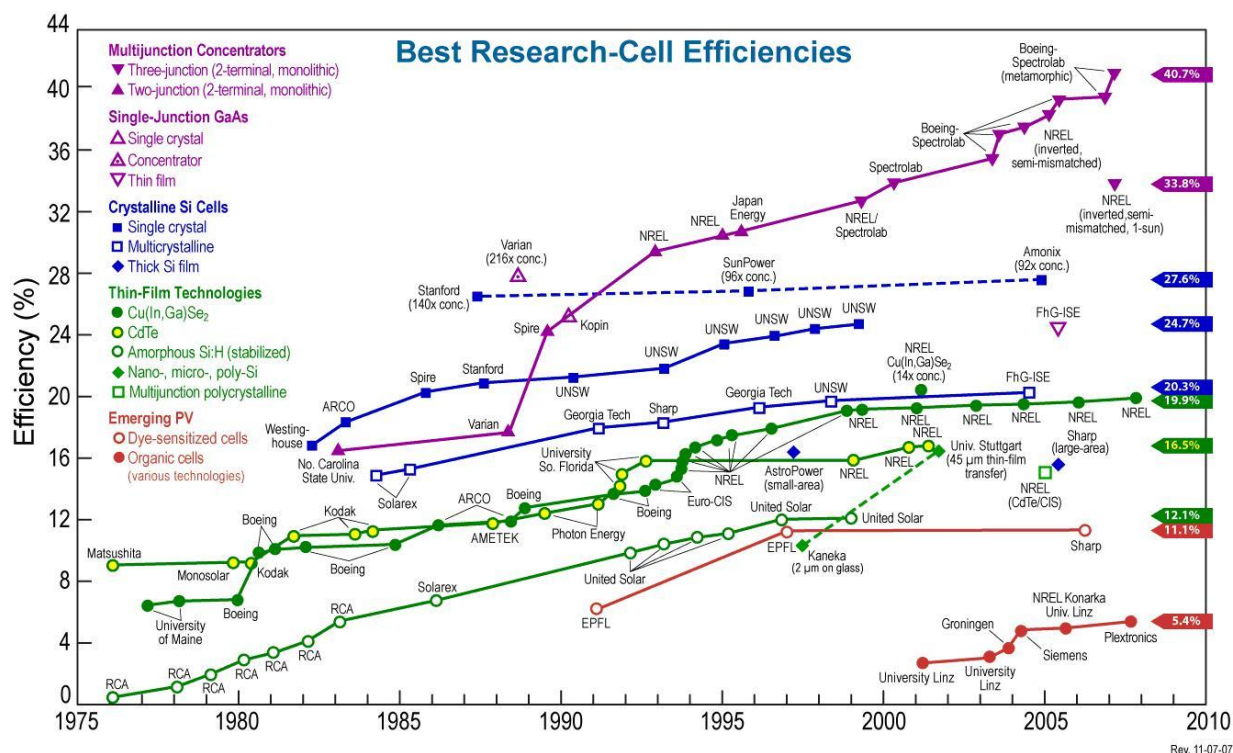


Figura 2-33 Evolución indicativa de la eficiencia de los módulos fotovoltaicos hasta 2010 ([20]).

2.6.4 Evolución de los precios

Desde el año 2000, los precios fotovoltaicos en España han adoptado una tendencia descendente llegando a una reducción de más de un 10% en la actualidad. En el futuro, los siguientes factores determinarán la deriva de los precios:

- Presiones externas:
 - o Reducción de los mecanismos de apoyo: Los principales mercados han adoptado sistemas de tarifas fotovoltaicas decrecientes, similares al alemán. En España en concreto se están considerando actualmente posibles bajadas de tarifas.
 - o Mayor competencia: Los módulos producidos en China han conseguido un aumento importante de eficiencia, lo que les ha permitido ganar cuota de mercado.
- Oportunidades de mejora:
 - o Economías de escala: El crecimiento constante del mercado fotovoltaico mundial permitirá una reducción de los costes unitarios de fabricación.
 - o Mejoras tecnológicas: Los posibles aumentos de eficiencia de las células provocarán una reducción de los costes de producción.
- Mejoras debidas al entorno: Debido a la muy probable reducción de las tarifas incentivadas se optimizará la cadena de valor. Por ejemplo, todos los participantes en la parte baja de la cadena de valor verán ajustados sus márgenes y el coste de los permisos caerá.

Actualmente los precios “llave en mano” en España y el resto de países se encuentran como se indica en la Figura 2-34. El precio “llave en mano” indica el precio para instalar un sistema fotovoltaico y ponerlo en operación. Incluye todo lo necesario para que funcione inicialmente, pero no incluye gastos posteriores de mantenimiento etc.

TABLE 9: INDICATIVE INSTALLED SYSTEM PRICES IN CERTAIN IEA PVPS REPORTING COUNTRIES IN 2014

COUNTRY	OFF-GRID (LOCAL CURRENCY OR USD PER W)				GRID-CONNECTED (LOCAL CURRENCY OR USD PER W)							
	<1 kW		>1 kW		RESIDENTIAL		COMMERCIAL		INDUSTRIAL		GROUND-MOUNTED	
	LOCAL CURRENCY/W	USDW	LOCAL CURRENCY/W	USDW	LOCAL CURRENCY/W	USDW	LOCAL CURRENCY/W	USDW	LOCAL CURRENCY/W	USDW	LOCAL CURRENCY/W	USDW
AUSTRALIA	9,00 - 15,00	8,14 - 13,56	7,50 - 11,00	6,78 - 9,94	1,95	1,76	1,78	1,61	1,80	1,63	1,80	1,63
AUSTRIA	5,00	6,67	5,00	6,67	1,75	2,33	1,47	1,96	NA	-	NA	-
CANADA	NA	-	NA	-	3,00 - 4,00	2,73 - 3,64	2,90	2,64	2,20	2,00	2,00 - 2,60	1,82 - 2,37
DENMARK	15,00 - 30,00	2,68 - 5,36	25,00 - 50,00	4,47 - 8,94	10,00 - 18,00	1,79 - 3,22	10,00 - 20,00	1,79 - 3,58	10,00 - 15,00	1,79 - 2,68	8,00 - 10,00	1,43 - 1,79
FRANCE	NA	-	NA	-	3,00 - 4,00	4,00 - 5,33	2,10 - 2,40	2,80 - 3,20	NA	-	1,20 - 1,40	1,60 - 1,87
GERMANY	NA	-	NA	-	1,60	2,13	1,24	1,65	NA	-	1,00	1,33
ITALY	NA	-	NA	-	1,45 - 1,89	1,93 - 2,52	NA	-	NA	-	0,92 - 1,14	1,23 - 1,52
JAPAN	NA	-	NA	-	366,00	3,47	NA	-	NA	-	263,00	2,50
MALAYSIA	NA	-	NA	-	8,50	2,60	8,00	2,45	7,50	2,30	6,00	1,84
NORWAY	60,00 - 100,00	9,60 - 16,00	70,00 - 150,00	11,20 - 24,00	20,00	3,20	16,00	2,56	-	-	-	-
SPAIN	4,80	6,40	3,80	5,07	2,20	2,93	1,50	2,00	1,20	1,60	1,20	1,60
SWEDEN	25,00	3,68	20,40	3,00	19,23	2,83	12,90	1,90	NA	-	NA	-
SWITZERLAND	6,00 - 15,00	6,59 - 16,47	4,00 - 12,00	4,39 - 13,17	2,50 - 4,50	2,74 - 4,94	2,00 - 3,00	2,20 - 3,29	1,90	2,09	NA	NA
THAILAND	65,00 - 85,00	2,00 - 2,61	65,00 - 85,00	2,00 - 2,61	60,00 - 100,00	1,84 - 3,07	50,00 - 85,00	1,53 - 2,61	55,00 - 75,00	1,69 - 2,31	40,00 - 60,00	1,23 - 1,85
USA	NA	-	NA	-	4,61	4,61	3,44	3,44	NA	-	1,77	1,77

NOTE: DATA REPORTED IN THIS TABLE DO NOT INCLUDE VAT.

SOURCE IEA PVPS.

Figura 2-34 Evolución aproximada del precio llave en mano de una instalación pequeña en España ([27]).

2.6.5 Actores clave del sector

El mercado fotovoltaico está compuesto mayoritariamente por empresas especializadas, especialmente en los primeros eslabones de la cadena de valor. La mayoría ya son empresas españolas, aunque aún quedan un importante número de actores extranjeros. En la Tabla 2-3 se muestran los actores más destacados en el mercado español.

	Fabr. módulos	Fabr. inversores	Distribuidores	Promotores	Instaladores
Nº aproximado de actores en España	20	10	>50	>150	>300
Actores destacados	Aleo Solar	Atersa	Bosch	9REN	Accener
	Atersa	Enertron	Clamar Europe	Renovalia	Acciona
	Eurener	Fagor Automotion	Colexon	Aldesa Energías Renovables	Avanzalia
	Isofotón	Greenpower technology	Conergy	Alener	GA Solar
	Pevaferesa	Ingeteam	Jhroerden	Elecnor	Grupo Isolux Corsán
	Siliken	Jema	Krannich Solar	Grupo OPDE	Iberinco
	Solaria	Solener	Phoenix Solar	Heliosolar	Martifer Solar
	T-Solar	Soltec	Hawi	Siliken	Solaer
	Yohkon	Zigor	Fotovoltaica IBC	Vadesolar	Solaria
			Wagner Solar		

Tabla 2-3 Eslabones y actores de la cadena de valor ([26])

2.6.6 Mercado actual y efectos del CTE

Según un estudio del IDAE, todo indica que las tecnologías de silicio cristalino se mantendrán durante la presente década como la tecnología mayoritaria. Progresivamente, dicha tecnología irá perdiendo cuota de mercado frente a la tecnología de capa delgada (o Thin Film) hasta llegar al 30% en 2020.

Dentro de las tecnologías de capa delgada, la de CdTe es la más importante actualmente y se espera que su crecimiento sea el impulsor de las capas delgadas. Sin embargo, existen recelos hacia esta tecnología debido a la posible toxicidad del Cd y a la escasez de Te en la naturaleza, que puede generar problemas de suministro que frenen el crecimiento de esta tecnología.

Por otro lado, las tecnologías de silicio amorfo están sufriendo algunos imprevistos que dificultan su crecimiento:

- a-Si: A pesar de la diferencia de precio con respecto al Si-C, su baja eficiencia (5-7%) genera mucha dificultad de ventas debido al gran coste unitario de instalación.
- μ -Si: El silicio micromorfo está sufriendo dificultades serias en el desarrollo de sus procesos de producción, que están provocando que algunas empresas abandonen esta tecnología.
- Triple capa: Actualmente su precio es más elevado de lo previsto por lo que aún no pueden competir con otras tecnologías.

En cuanto a la tecnología CIGS (“Copper indium gallium (di)selenide”), es la que se espera que experimente el mayor crecimiento en los próximos años.

En lo que respecta a las tecnologías de tercera generación, no se espera que en un futuro próximo adopten un papel importante en el mercado. La previsión establece que su cuota de mercado rondará el 1% en 2020.

La regulación del Código Técnico de Edificación (CTE) con respecto a la energía fotovoltaica no ha afectado de forma considerable al mercado fotovoltaico español. La industria experimentó un crecimiento constante desde 2002, y en 2008 se produjo un “boom” seguido de una fuerte caída en 2009. Tradicionalmente el desarrollo del mercado español ha estado asociado con el desarrollo de los grandes sistemas en suelo debido a la generosa tarifa existente (42 cEu/kWh indexada al IPC). Dicha tarifa provocó la llegada a España de cientos de inversores que buscaban las excelentes rentabilidades que excedían el 20%. Con la llegada de la nueva regulación en 2008 (RD 1578/2008) se limitó el mercado a 500 MW anuales. Este hecho, junto con la gran reducción de precio de los módulos y la crisis financiera hizo que el mercado fotovoltaico fuera prácticamente inexistente durante 2009. Los actores españoles tuvieron entonces que centrarse en el segmento de las instalaciones en cubierta y en la internacionalización. Prueba de ello es que en el último cuarto de 2009 los MW solicitados para instalaciones en tejado fueron por primera vez superiores al cupo establecido por el RD 1578/2008, y que en ese mismo año el 32% del sector fotovoltaico español salió a mercados extranjeros.

El marco regulatorio actual tiene como objetivo potenciar el desarrollo del segmento de las instalaciones en cubierta como pudo verse cuando el RD 1578/2008 estableció cupos específicos para cada tipo de instalación y tarifas diferenciadas superiores para las instalaciones en tejado, siguiendo las tendencias europeas.

3 DESARROLLO Y MÉTODOS DEL TFG

3.1 Descripción general

En el presente apartado se van a describir las distintas etapas de las que se compone este trabajo, explicando la metodología utilizada y el desarrollo de cada una, así como las dificultades encontradas. El primer paso consiste en el modelado 3D de los edificios de la ENM. Posteriormente se detallará el proceso seguido para situar los edificios en su localización geográfica, y a continuación se explicará la simulación realizada para obtener la irradiación solar. Por último, se describirá el análisis del potencial fotovoltaico de los edificios así como el estudio económico de una hipotética instalación y de su amortización posterior.

3.2 Diseño 3D. Modelado de edificios

3.2.1 Descripción

En esta primera etapa se realizó el modelado de los edificios susceptibles de poder ser seleccionados para la integración de una instalación fotovoltaica. Con el objetivo de obtener unos modelos lo suficientemente exactos como para poder obtener una estimación fiable aproximada del potencial fotovoltaico de la Escuela Naval Militar, se ha utilizado un software que permite un modelado preciso así como la incorporación de herramientas de simulación. Dicho software es Google SketchUp v2016, que permite modelar con exactitud de forma sencilla. Mediante el uso de planos y otras herramientas, se han obtenido los edificios en tres dimensiones en un formato adecuado para la posterior simulación. En los siguientes apartados se describirá detalladamente el proceso seguido para llevar a cabo el modelado así como las herramientas utilizadas.

3.2.2 Software utilizado

Google SketchUp es una herramienta de modelado 3D y diseño gráfico desarrollada por Google. Permite construir y manipular todo tipo de modelos tridimensionales tanto de exterior como de interior de forma sencilla y rápida. El programa incorpora todo tipo de opciones y herramientas para el modelado, desde la creación de figuras geométricas básicas hasta herramientas de texturizado, iluminación y renderizado.

Además de las herramientas que nos ofrece para crear nuestros propios modelos, SketchUp cuenta con una base de datos en la que los usuarios comparten sus creaciones de forma que el resto pueda

utilizar los modelos ya realizados. Estos modelos son de todo tipo, desde muebles y objetos sencillos hasta coches, edificios o estructuras complejas, y se puede disponer de ellos de forma gratuita.

Google SketchUp consta de dos versiones de distinta capacidad: SketchUp Pro y SketchUp Make. La diferencia entre ellos consiste en que SketchUp Pro contiene algunas herramientas más complejas necesarias para algunos tipos de diseños gráficos, mientras que SketchUp Make solo contiene las herramientas básicas. SketchUp Pro permite un período de prueba de 30 días y posteriormente es necesario comprar una licencia. SketchUp Make es totalmente gratuito. Para el presente trabajo las herramientas que ofrece SketchUp Make son suficientes, pues permiten un modelado preciso de los edificios. En la Figura 3-1 se pueden ver algunos modelos realizados con este software.

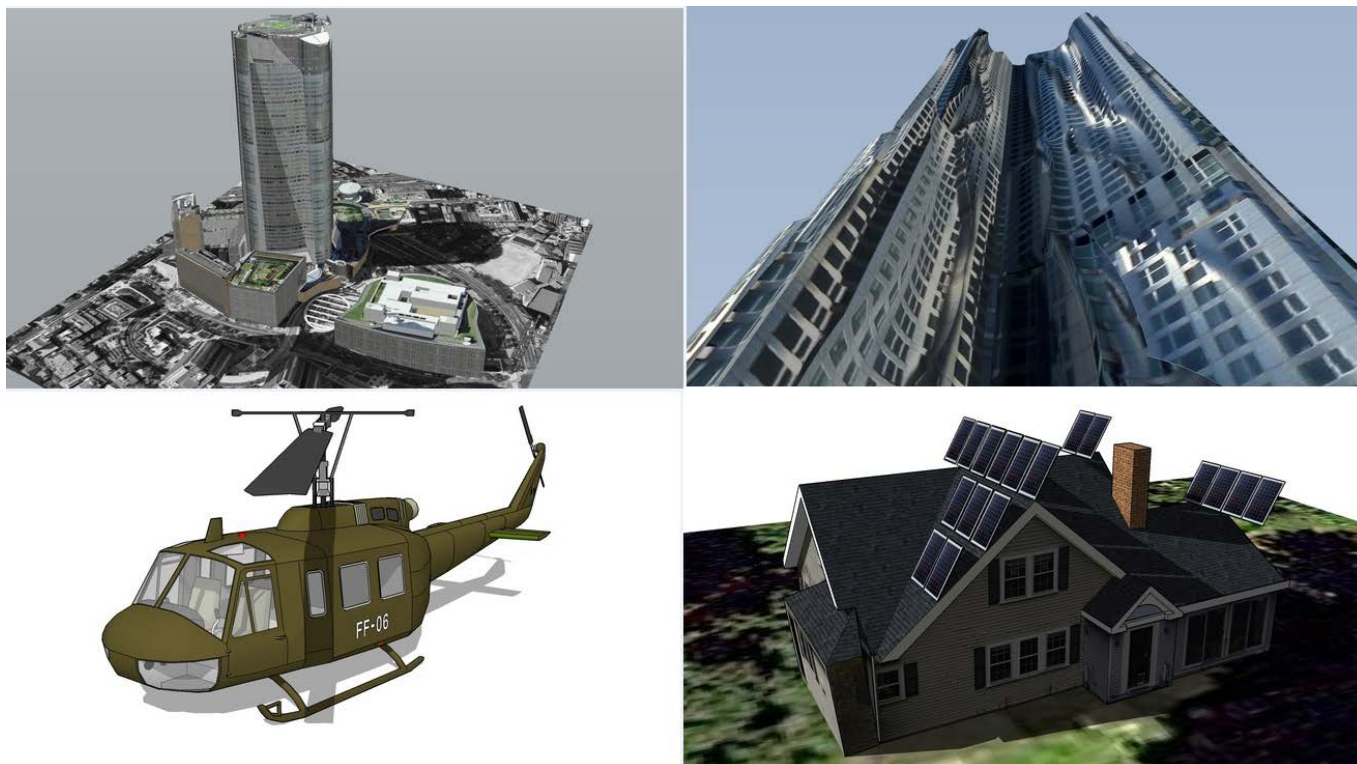


Figura 3-1 Modelo SketchUp 3DWarehouse [28].

3.2.3 Selección de edificios de interés

La primera que se tomó para comenzar el trabajo fue seleccionar los edificios en los que es posible que una instalación fotovoltaica pueda resultar rentable. Para el caso de la Escuela Naval Militar solo se consideró la instalación de módulos fotovoltaicos en los tejados de los edificios, pues aunque también existe la integración en fachadas, ésta no resulta práctica en este caso por motivos de presupuesto, eficiencia y estética.

Los criterios utilizados en la selección fueron fundamentalmente la superficie de tejado y la localización de los edificios. El criterio predominante fue la superficie de cubierta, puesto que durante la posterior simulación se tendrá en cuenta la orientación e inclinación de los tejados, así como su situación geográfica. De este modo, se escogieron todos los edificios con un tamaño lo suficientemente grande como para poder integrar la instalación fotovoltaica en ellos.

Los edificios seleccionados fueron los relacionados en la Tabla 3-1. A cada uno se le asignó un identificador breve que se utilizó en el estudio energético posterior (Anexo II).

Edificio	Identificador
1. Aula 14	AUL14
2. Barrio industrial Sur	SUR
3. Barrio industrial Talleres	TLR
4. Bazar	BAZ
5. Casino de alumnos “Almirante Bonifaz”	CAS
6. Cuartel de alumnos “Almirante Francisco Moreno”	CFM
7. Cuartel de marinería “Méndez Núñez”	CMR
8. Cuartel de alumnos “Marqués de la Victoria”	MDV
9. Edificio de la Oficina de Correos de la ENM	COR
10. Edificio del Centro Universitario de la Defensa	CUD
11. Edificio del Departamento de Táctica e Infantería de Marina	TAC
12. Hospital	HSP
13. Imprenta	IMP
14. Edificio de aulas “Isaac Peral”	IPL
15. Jefatura de Estudios	JDE
16. Jefatura de Instrucción edificio “Príncipe de Asturias”	JFI
17. Lavandería	LAV
18. Gimnasio “GGMM Barrutia”	GIM
19. Residencia de oficiales “Javier Quiroga”	RSO
20. Sección de obras	OBR
21. Taller de automóviles 1	AUT1
22. Taller de automóviles 2	AUT2
23. Edificio muelle de Torpedos 1	TRP1
24. Edificio muelle de Torpedos 2	TRP2
25. Edificio muelle de Torpedos 3	TRP3
26. Túnel del viento	TDV

Tabla 3-1 Edificios seleccionados para la estimación del potencial fotovoltaico integrado.

A fin de identificar correctamente cada edificio, podemos observar en la Figura 3-2 el emplazamiento de cada uno marcado con el número correspondiente a la lista anterior.



Figura 3-2 Emplazamiento de los edificios seleccionados para estudio.

3.2.4 Distribución para el modelado de edificios

Durante el desarrollo del trabajo, los edificios seleccionados en el apartado 3.2.3 se distribuyeron entre el AF Óscar Vega Vegas y el autor del presente trabajo. Dicha distribución se llevó a cabo debido a que el proyecto del AF Vega se asemeja en muchos aspectos a este estudio, y la parte inicial de modelado de edificios era necesaria para ambos. Por esta razón, se decidió distribuir el trabajo en lugar de duplicarlo, de forma que se agilizase el proceso de modelado y se pudiesen invertir mayores esfuerzos en el estudio energético y económico de la instalación, verdadero objetivo del estudio.

La distribución se llevó a cabo de forma equitativa de forma que la carga de trabajo fuese similar para cada bloque, teniendo en cuenta el número y complejidad de los edificios. Los edificios modelados por el autor del presente trabajo fueron:

- Cuartel de marinería “Méndez Núñez”
- Cuartel de alumnos “Marqués de la Victoria”
- Hospital
- Edificio de aulas “Isaac Peral”
- Residencia de oficiales “Javier Quiroga”
- Edificio muelle de Torpedos 1
- Edificio muelle de Torpedos 2
- Edificio muelle de Torpedos 3

Los edificios modelados por el AF Vega Vegas fueron:

- Aula 14
- Barrio industrial Sur
- Barrio industrial Talleres
- Bazar
- Casino de alumnos “Almirante Bonifaz”
- Cuartel de alumnos “Almirante Francisco Moreno”
- Edificio de la Oficina de Correos de la ENM
- Edificio del Centro Universitario de la Defensa
- Edificio del Departamento de Táctica e Infantería de Marina
- Imprenta
- Jefatura de Estudios
- Jefatura de Instrucción edificio “Príncipe de Asturias”
- Lavandería
- Gimnasio “GGMM Barrutia”
- Sección de obras
- Taller de automóviles 1
- Taller de automóviles 2
- Túnel del viento

3.2.5 Obtención de planos y otras herramientas

El siguiente paso tomado para llevar a cabo el modelado es la consecución de los planos de los edificios, de forma que se puedan modelar con la mayor precisión posible. Para ello se contactó con el arquitecto José Mel Fraga, bajo cuya responsabilidad recaen los edificios de la ENM, el cual se encuentra vinculado al Arsenal de la Armada en Ferrol (La Coruña). La principal dificultad que se encontró en este punto fue que dicho arquitecto no pudo proporcionar los planos completos de todos los edificios en formato CAD, y la Oficina de Mantenimiento de la ENM tampoco los almacenaba en sus archivos en papel.

Por lo tanto, se tomó la decisión de utilizar los planos proporcionados por el arquitecto mediante el software AutoCad 2016 y obtener las medidas de los edificios sin planos mediante otros medios.

3.2.5.1 Planos completos

El arquitecto solo pudo proporcionar planos completos de los siguientes edificios:

- Hospital
- Cuartel de alumnos “Almirante Francisco Moreno”

- Edificio de aulas “Isaac Peral”
- Cuartel de alumnos “Marqués de la Victoria”
- Cuartel de marinería “Méndez Núñez”

En el Anexo I se pueden consultar los citados planos, a partir de los cuales se pudieron modelar los edificios tomando todas las medidas en AutoCad.

3.2.5.2 Plantas

Respecto al resto de edificios, únicamente se disponía de planos en CAD de la planta, por lo que se decidió utilizar un telémetro láser para obtener las alturas. Se debe destacar que, aunque es preferible para el modelado disponer de planos completos, la ausencia de éstos no supone un impedimento para la realización del estudio. Al tratarse este trabajo de una estimación, y no de llevar a cabo la instalación fotovoltaica propiamente dicha, no es de importancia vital que los edificios se modelen con total exactitud. En el Anexo I se puede observar el detalle de las plantas utilizadas para el modelado.

Las plantas fueron fundamentales para plasmar con exactitud las bases de los edificios en SketchUp, a las cuales se les daría volumen posteriormente mediante las medidas obtenidas con el telémetro láser.

3.2.5.3 BOSCH GLM 100C Professional

El dispositivo BOSCH GLM 100C Professional [29] es un medidor láser profesional que realiza, entre otras, funciones de medición de inclinación integrada, medición indirecta de longitudes o medición indirecta de alturas. En la Tabla 3-2 se pueden observar sus características más importantes.

Característica	Valor
Margen de medición	0,05-100 m
Exactitud de la medición habitual	+/- 1,5 mm
Tiempo de medición habitual	<0,5 s
Tiempo máximo de la medición	4 s
Peso aprox.	0,14 kg
Unidades de medida	m/cm/mm

Tabla 3-2 Características principales del BOSCH GLM 100C Professional.

Para la obtención de datos de los edificios se utilizó en los modos de medición indirecta de alturas y longitudes. Mediante el punteo láser a la base del edificio y al punto más alto del mismo, el aparato es capaz de formar un triángulo con la posición del observador y obtener la altura mediante cálculos trigonométricos. Las mediciones realizadas mediante el telémetro láser sirvieron para obtener todos los datos necesarios para el modelado de todos los edificios. En la Figura 3-3 se puede ver una imagen del dispositivo.



Figura 3-3 Medidor láser BOSCH GLM 100C Professional.

3.2.6 Modelado de edificios

Una vez obtenidos todos los datos necesarios para la definición de los edificios, se procedió a realizar el modelado. Dicho modelado se llevó a cabo utilizando herramientas ofrecidas por el software descrito en 3.2.2 siguiendo una metodología similar para todos los edificios.

Cabe destacar que para el objetivo final de estimar el potencial fotovoltaico de los edificios, la parte primordial del modelado es la superficie del tejado, por lo que se omitirá definir detalles de pequeño tamaño en las fachadas tales como puertas, ventanas o pequeños salientes.

Cada edificio se modeló en un archivo separado, de forma que posteriormente pudiesen importarse todos los edificios en un único archivo y orientarse fácilmente sobre su localización geográfica. De esta forma conseguimos que cada edificio constituya un componente propio e independiente de los demás (lo que simplifica su manejo) y reducimos la posibilidad de errores en el modelado. En el presente apartado se detallará el modelado del cuartel de marinería “Méndez Núñez”, el cual es bastante representativo del trabajo realizado con el resto de edificios.

En primer lugar se dibujó sobre el plano la planta de los diferentes bloques que componen el edificio siguiendo las medidas obtenidas de los planos en AutoCad, como se puede observar en la Figura 3-4. Para ello se utilizaron las herramientas “Línea”, “Rectángulo” y demás opciones de diseño gráfico. Además, las guías también fueron de gran utilidad ya que permiten marcar distancias y puntos de interés sin modificar el modelado ni introducir líneas adicionales.

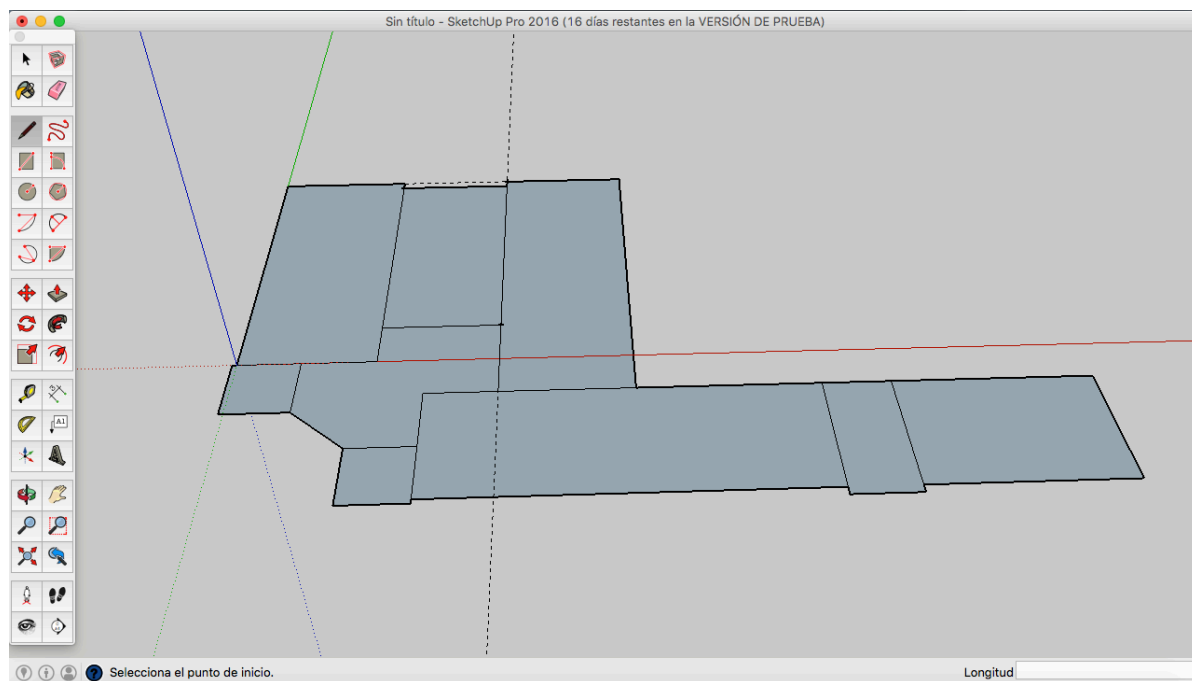


Figura 3-4 Base del edificio “Méndez Núñez” en el programa SketchUp.

Posteriormente, se levantó cada bloque del edificio hasta su altura correcta mediante la herramienta “Empujar/Tirar”, que permite la ejecución de extrusiones (Figura 3-5). En los edificios en los que se dispuso de planos completos dichas alturas se tomaron de AutoCad y en aquellos en los que solo se disponía de plantas se utilizaron las alturas obtenidas por medio del telémetro láser descrito en 3.2.5.3.

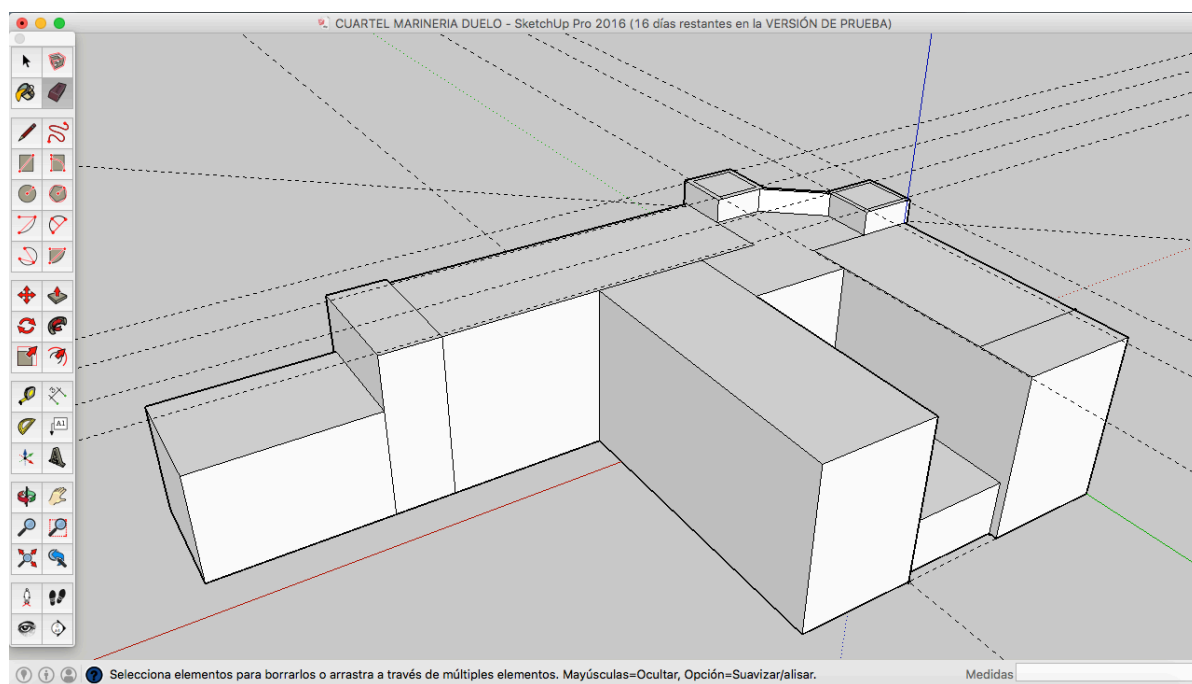


Figura 3-5 Bloques extruidos del edificio “Méndez Núñez”.

Para dibujar una cubierta a dos aguas sobre un bloque primero se dibujó un triángulo sobre el bloque correspondiente mediante la herramienta “Línea”. Dicho triángulo (Figura 3-6) era isósceles y sus ángulos se correspondían con la inclinación de la cubierta real, parámetro fundamental para el posterior estudio. Utilizando guías a la altura correspondiente del tejado y los puntos de interés que nos ofrece SketchUp (p.e. “Punto medio”) resultó sencillo.

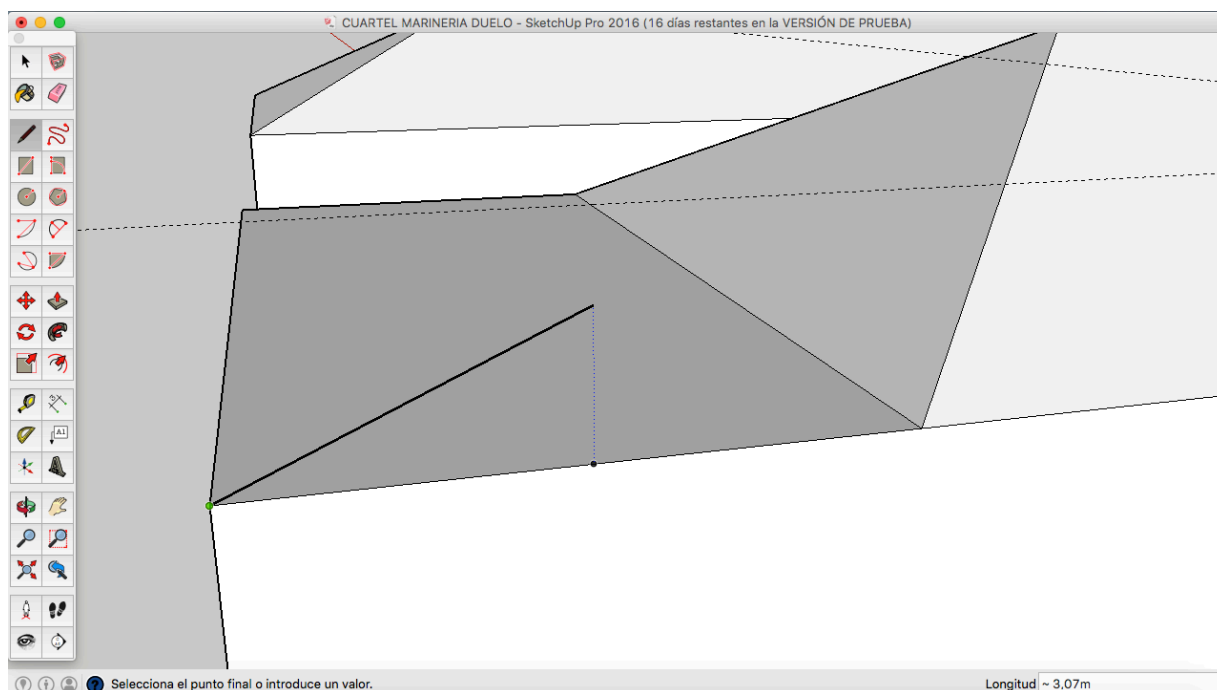


Figura 3-6 Trazado del triángulo base para una cubierta a dos aguas.

Una vez dibujado el triángulo, éste se extruyó mediante la herramienta “Empujar/tirar” de forma que el prisma resultante cubría la superficie correspondiente a la cubierta. En muchos casos en los extremos de las cubiertas existen unas caras triangulares adicionales con una cierta inclinación. Éstas se modelaron colocando guías sobre el vértice de la cubierta a la distancia adecuada y uniendo los extremos inferiores a dichas guías mediante líneas. Posteriormente mediante la herramienta “Borrar” se eliminaron las caras y líneas sobrantes, quedando completadas las cubiertas a dos aguas tras repetir la secuencia para cada bloque. Este proceso se puede apreciar en la Figura 3-7.

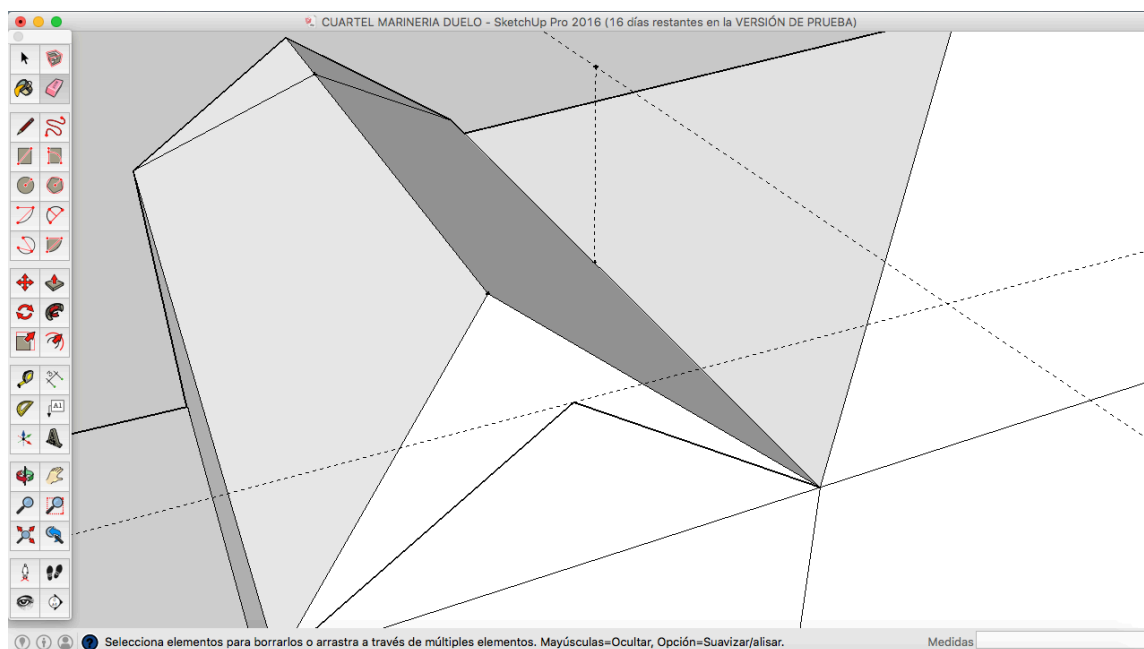


Figura 3-7 Modelado de las caras triangulares en los extremos de las cubiertas a dos aguas.

Por último, otros elementos como arcos y soportales se modelaron siguiendo un método similar. Se detallará el modelado de un arco como elemento representativo del resto. En primer lugar se colocaron

guías a las distancias necesarias para poder dibujar el contorno del elemento mediante líneas o arcos (Figura 3-8).

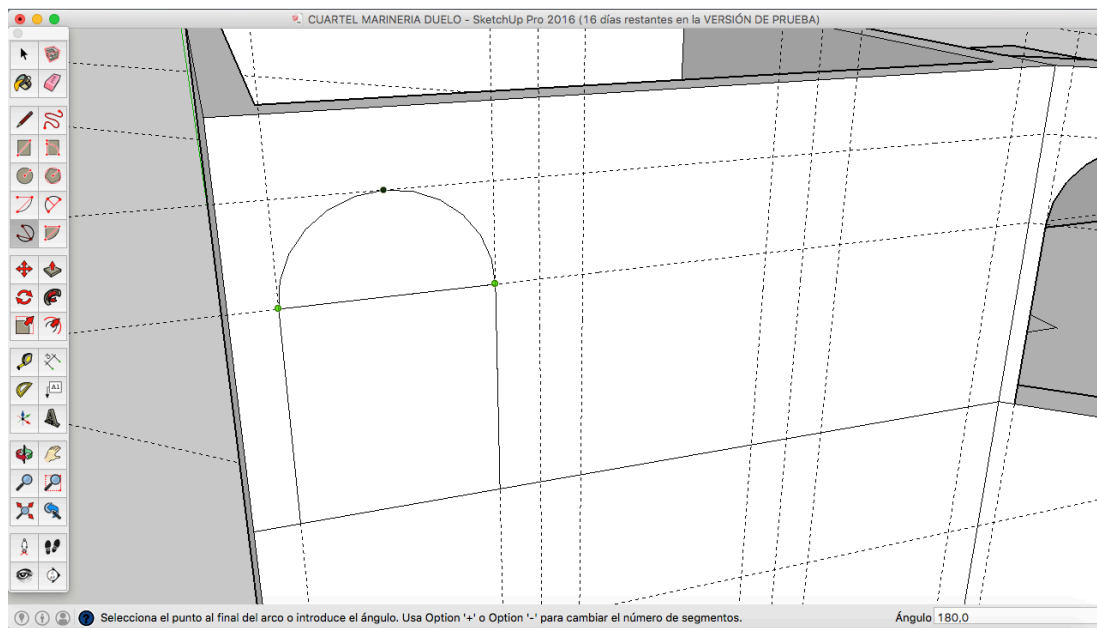


Figura 3-8 Trazado del contorno de un arco en la fachada del cuartel “Méndez Núñez”.

Una vez dibujado el contorno, se vació el contenido sobrante del arco mediante la herramienta “Empujar/Tirar” (Figura 3-9). Éste proceso se repitió sucesivamente para cada arco y del edificio, quedando todos los elementos debidamente definidos. Cabe destacar que, aunque los diferentes elementos se modelaron de forma parecida, cada uno tuvo pequeñas particularidades que requirieron modificaciones al método.

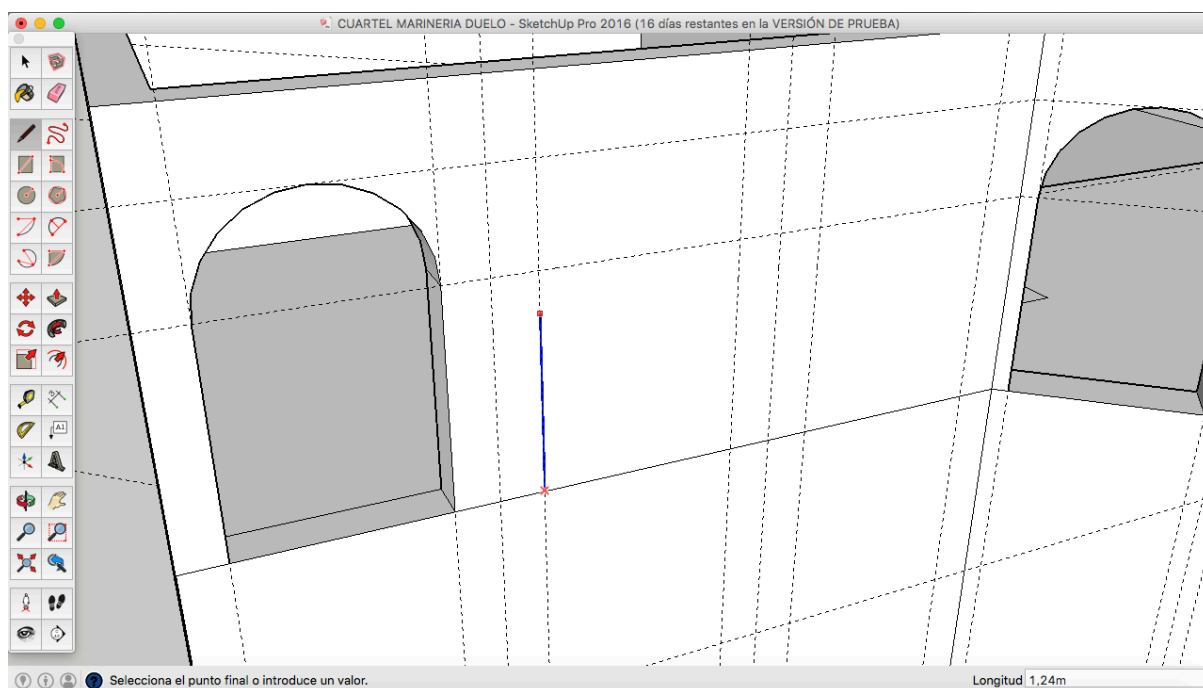


Figura 3-9 Vaciado del contorno de un arco en la fachada del cuartel “Méndez Núñez”.

Finalmente, tras repetir las técnicas ya explicadas y definir cada cubierta y elemento del edificio, se finalizó el modelado. Estos procesos se repitieron para cada uno de los edificios seleccionados hasta que se completó el diseño tridimensional de la ENM, quedando cada edificio en un archivo separado y preparado para su importación posterior en un único archivo.

3.2.7 Geolocalización y geometría del terreno

Una vez creados los edificios por separado en 3D, se importaron a un único archivo donde se sitúen todos ellos en su situación geográfica y orientación exactas para someterlos posteriormente a un proceso de simulación que servirá para estimar la irradiación solar incidente sobre ellos. SketchUp incorpora una función que permite precisamente añadir una localización geográfica al modelo, de forma que éste pueda utilizar la amplia base de datos geográficos de Google Earth. Google implementó esta función en SketchUp para fomentar a los usuarios el modelado de edificios y su posterior incorporación a Google Earth en 3D.

Para que el modelo sea válido es necesario también que incorpore la geometría del terreno, pues cada edificio se encuentra a una altura topográfica distinta. En la ENM en concreto nace una montaña que eleva considerablemente la altura de algunos de los edificios con respecto a los demás. SketchUp también permite agregar la geometría del terreno mediante la creación de una malla específica.

El primer paso a tomar para llevar a cabo la creación del modelo descrito fue añadir la geolocalización de la ENM a un nuevo archivo SketchUp. Esto se hizo mediante la opción “Archivo/Geolocalización/Añadir localización”. Tras abrirse una ventana que da acceso a Google Earth, se acercó el zoom sobre la zona de Marín, Pontevedra, hasta quedar la ENM aproximadamente encuadrada en la ventana. Se eligió la opción “Seleccionar región” y, tras ajustar el cuadro destinado a contener exactamente la zona deseada (Figura 3-10) se pinchó en “Agarrar”.

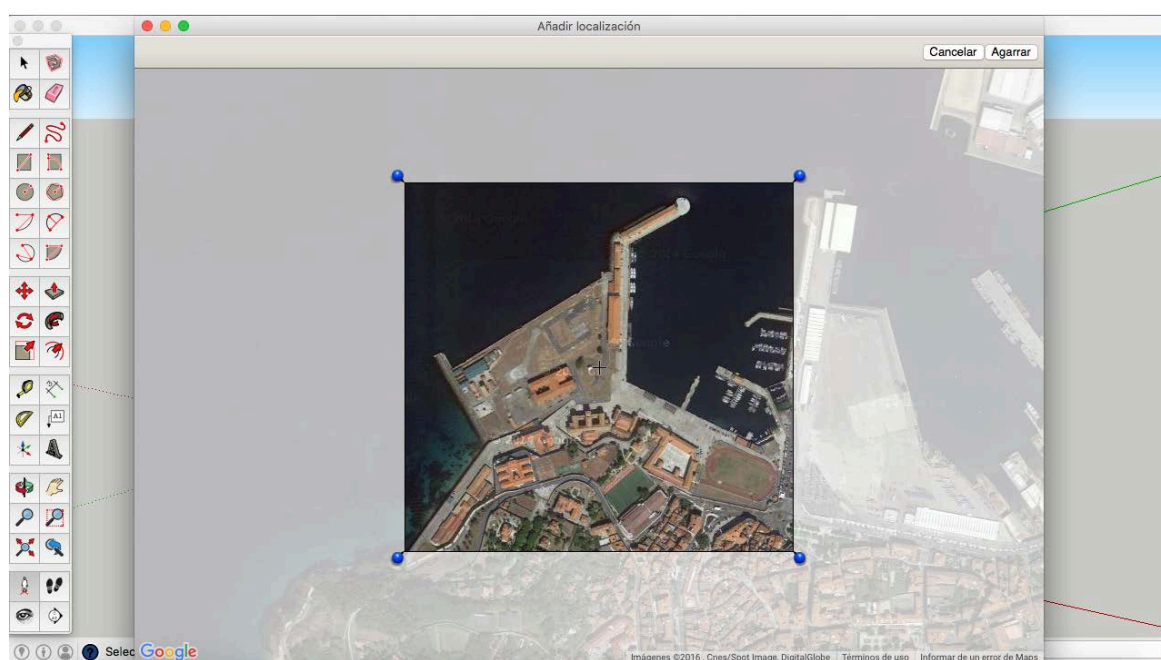


Figura 3-10 Selección de la región deseada para añadir localización a un modelo de SketchUp.

Esto dio como resultado la imagen de la zona seleccionada proyectada sobre el plano horizontal del modelo (Figura 3-11), de forma que, además de quedar incorporada la información geográfica, se podía orientar correctamente los edificios colocándolos sobre su posición exacta.



Figura 3-11 Localización geográfica de la ENM en un modelo de SketchUp.

Sin embargo, antes de importar los edificios es necesario introducir la geometría del terreno. SketchUp ofrece la posibilidad de trabajar con capas, de forma que podemos ocultar y mostrar las que resulten más convenientes. La imagen de la localización mostrada en la Figura 3-11 se encuentra en una capa propia que se genera automáticamente al añadir la localización. Junto a esta capa se crea también otra que contiene la información topográfica de la zona añadida según datos de Google Earth. Dicha capa se encuentra inicialmente oculta, por lo que el primer paso para añadir la geometría del terreno al modelo es mostrarla. En la Figura 3-12 podemos apreciar cómo al mostrar la capa “Location Terrain” la imagen que inicialmente era plana ha adquirido la curvatura adecuada.

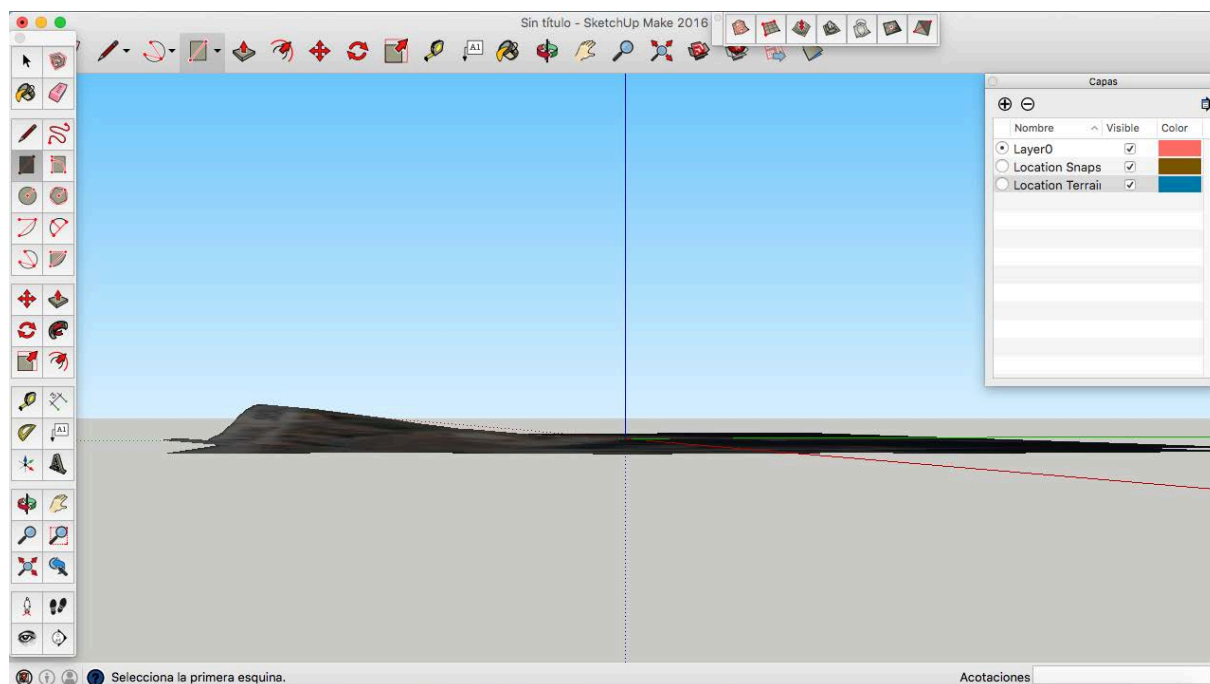


Figura 3-12 Forma topográfica del terreno correspondiente a la localización geográfica de un modelo de SketchUp.

Aunque podemos apreciar visualmente la forma del terreno, a efectos del modelado no se pueden colocar los edificios sobre el mismo. Para ello es necesario generar una malla que adopte la forma del

terreno y sobre la cual sí es posible situar correctamente los edificios importados. Primero se dibujó un rectángulo de dimensiones mayores que las de la zona de interés, que se situó en el plano horizontal y al nivel del mar (Figura 3-13). De esta manera solo sobresale por encima del rectángulo la zona elevada del terreno.

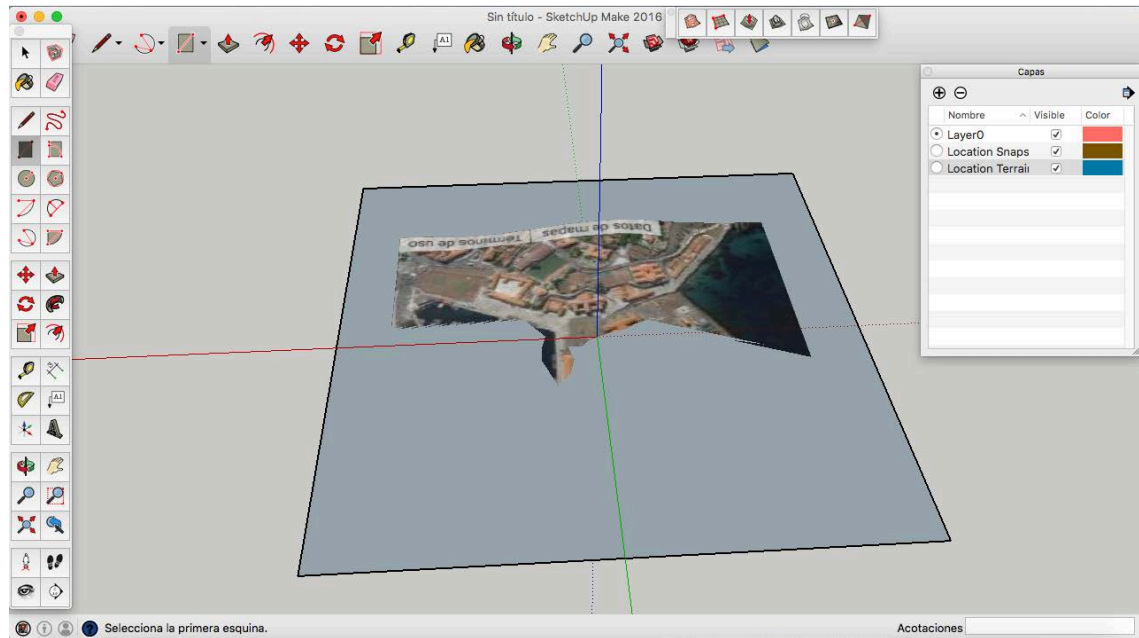


Figura 3-13 Rectángulo base para la creación de una malla de terreno en SketchUp.

Posteriormente se utilizó la herramienta “Estampar” sobre el rectángulo de forma que se genera la malla deseada, y se ajusta de forma que su superficie sea coincidente con la forma del terreno (Figura 3-14).

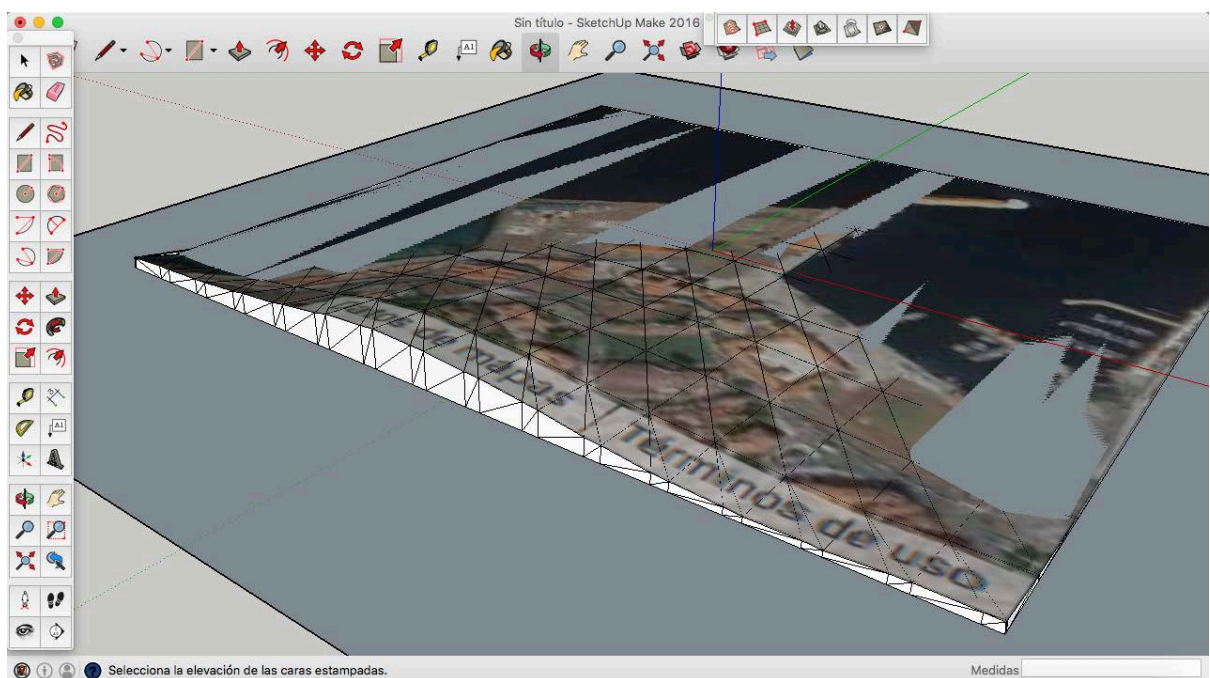


Figura 3-14 Generación de malla de terreno en un modelo de SketchUp.

En la Figura 3-15 podemos observar la malla que nos servirá de soporte para importar los edificios, una vez ocultas las capas de la localización geográfica y la geometría del terreno y borrado el rectángulo inicial.

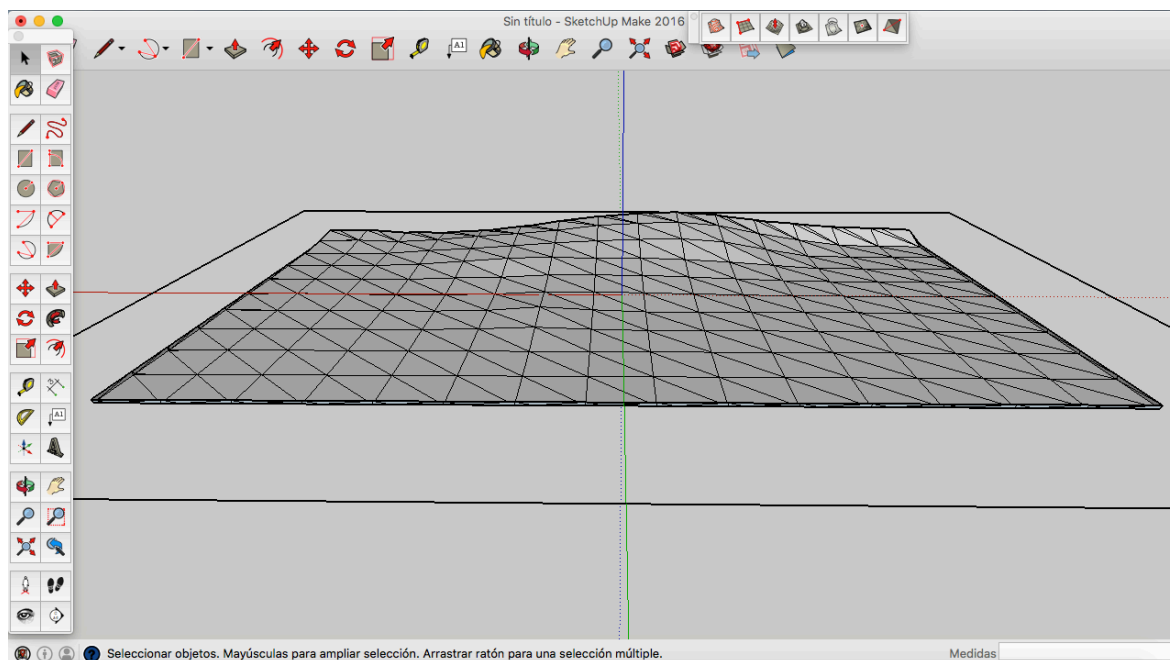


Figura 3-15 Malla del terreno de la localización de un modelo de SketchUp.

A continuación se volvió a mostrar la capa de la geometría del terreno para visualizar la imagen de la ENM y poder orientar correctamente los edificios al importarlos. Para importar cada edificio se utilizó la opción “Archivo/Importar...” seleccionando después el archivo del edificio deseado. Sin embargo, para situar correctamente los edificios que se encuentran sobre la montaña fue necesario tener en cuenta un factor más. La parte elevada con respecto al resto del terreno corresponde a la montaña, por lo que tiene una determinada inclinación. No obstante, los edificios tienen unos cimientos planos sobre los que se asientan que no están representados en la superficie del terreno. Fue necesario proporcionar dichos cimientos a los edificios para evitar que éstos quedasen inclinados debido a la pendiente de la montaña, lo cual hubiese constituido una situación irreal. Se detallará a continuación el proceso de importación y posicionamiento del “Hospital” de la ENM el cual incluye todos los pasos seguidos para el resto de edificios.

En primer lugar se importó el edificio mediante la opción mencionada anteriormente y se situó sobre su posición en la imagen del terreno. Con la herramienta “Rotar” se giró el modelo importado de forma que coincidía exactamente con la imagen, y posteriormente se elevó en dirección vertical mediante la herramienta “Mover”. A continuación se utilizó la herramienta “Estampar” pinchando primero en el edificio y después sobre la malla, de forma que se genera una superficie con la forma de la base del edificio, que se ajustó de forma que dicha superficie quedase a la altura de la parte más alta de la montaña para el edificio (Figura 3-16).

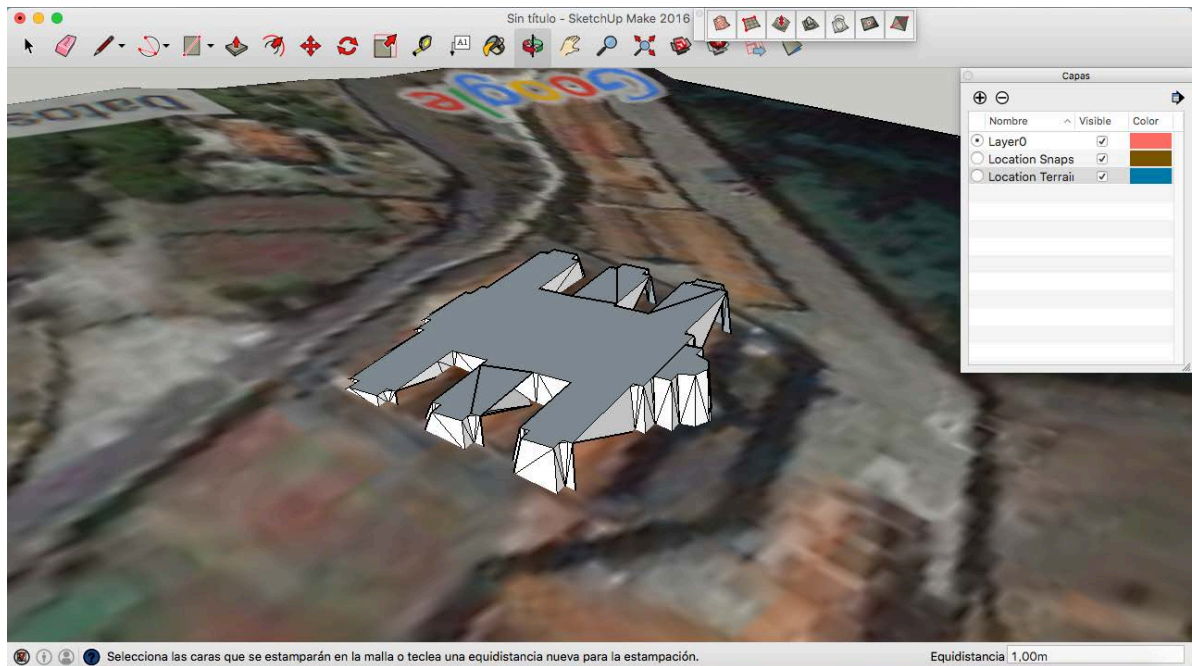


Figura 3-16 Cimientos del Hospital de la ENM modelados en SketchUp.

Una vez creados los cimientos, se utilizó la herramienta “Mover” para situar el edificio sobre los mismos, quedando en su posición correcta para la simulación (Figura 3-17).

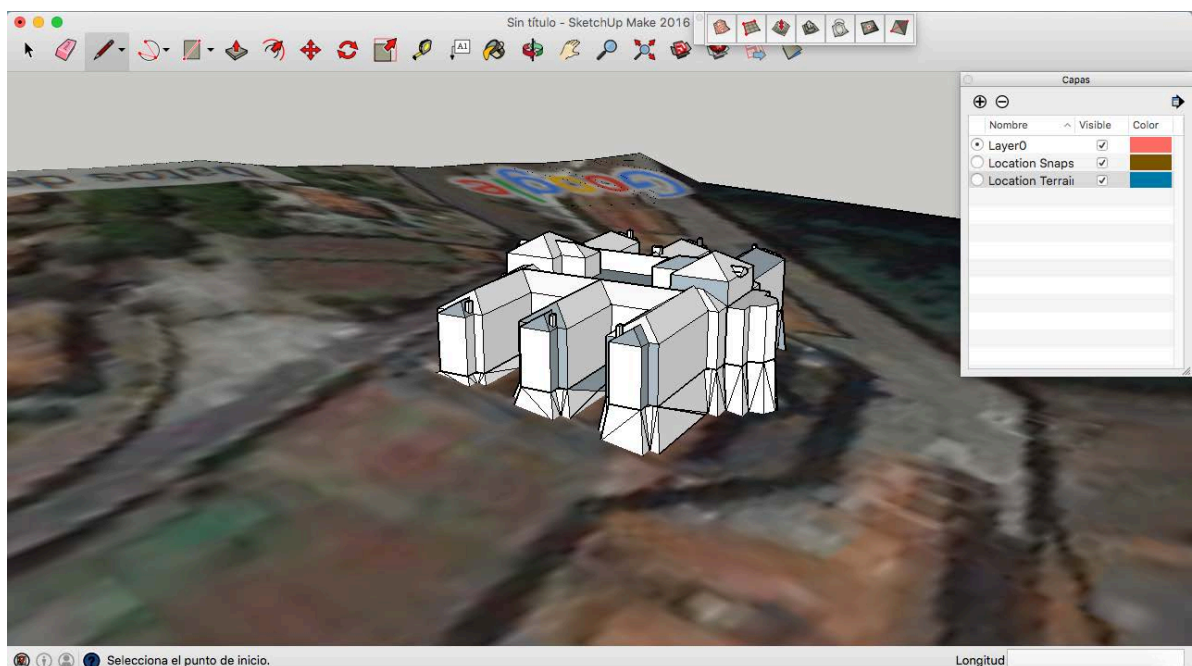


Figura 3-17 Hospital de la ENM posicionado sobre el terreno en un modelo de SketchUp.

Este proceso se repitió para todos y cada uno de los edificios objeto del estudio siguiendo una metodología similar, hasta obtener el modelado completo en tres dimensiones de la ENM.

3.3 Simulación

3.3.1 Descripción

Una vez obtenido el modelado tridimensional de la ENM, se realizaron una serie de simulaciones con el objetivo de obtener la irradiación solar incidente sobre los tejados de los edificios bajo análisis con el software Skelion v5.1.9. En primer lugar se seleccionó un panel estándar y se simuló la instalación del máximo número de paneles en cada cara de las cubiertas de cada edificio. Posteriormente se añadió un archivo que contiene datos meteorológicos relativos a la zona de interés, en este caso la zona de Pontevedra. Por último, se realizó el cálculo de la irradiación solar incidente en cada edificio mediante la herramienta online PVGIS.

Los datos obtenidos fueron fundamentales para el posterior estudio energético de la hipotética instalación. En el presente apartado se describirá el proceso y métodos utilizados para llevar a cabo la simulación y obtener dichos datos.

3.3.2 Software utilizado

Durante la simulación se utilizaron dos herramientas fundamentales que proporcionaron los datos necesarios para llevar a cabo el estudio energético. Dichas herramientas fueron el Skelion SketchUp v5.1.9 y el PVGIS JRC European Commission. Cada uno realizó funciones distintas, complementándose para llevar a cabo la simulación. Una vez obtenidos los datos, éstos se recogieron ordenadamente en una tabla de Microsoft Office Excel. A continuación se detallarán brevemente las dos herramientas de simulación utilizadas a fin de familiarizarse con las mismas.

3.3.2.1 Skelion SketchUp Plug-in v5.1.9

El software Skelion fue diseñado como un “Plug-in” para Google SketchUp a fin de facilitar el trabajo de los profesionales de la energía solar mediante la inserción automática de paneles solares en superficies modeladas.

Skelion nació en julio de 2011 tras dos años de desarrollo con el objetivo de automatizar el diseño de sistemas solares utilizando Google SketchUp. La aplicación realiza rápidamente lo que en el pasado se realizaba mediante laboriosos e incómodos métodos de cálculo. De este modo, Skelion ha conseguido reducir considerablemente el tiempo promedio que se dedicaba al diseño de la distribución de los paneles, y a la generación de reportes de producción de energía a partir de sistemas solares, además de que ofrece una variedad de estudios preliminares que se pueden llevar a cabo.

La principal función del programa consiste en seleccionar una superficie en la que se quieran insertar paneles solares y utilizar la opción de la celda solar. Se introducen datos de inclinación y orientación de los paneles, tipo de panel y grado de sombra para un día determinado. El tipo de panel debe elegirse de entre los disponibles en la base de datos de Skelion o se puede crear uno propio. Una vez introducidos los datos el plug-in inserta automáticamente los paneles solares en las superficies seleccionadas.

Existen dos versiones de este software, una gratuita y otra de pago. La gratuita incluye la funcionalidad principal de inserción de paneles en superficies, mientras que la versión de pago (Skelion Pro) contiene funcionalidades adicionales como la de generar informes de energía. En este trabajo se empleará la versión gratuita, pues incluye las funciones de interés para la simulación.

Existen diversos tutoriales en internet que muestran paso a paso el modo de empleo de Skelion.

3.3.2.2 PVGIS JRC European Commission

“Photovoltaic Geographical Information System” (PVGIS) es una herramienta online que proporciona un inventario de energía solar basado en mapas, y una estimación de la generación de electricidad de sistemas fotovoltaicos en Europa, África y el Suroeste asiático. Forma parte de la iniciativa SOLAREC, que contribuye a la implementación de la energía renovable en la Unión Europea como una fuente sostenible de energía a largo plazo.

Con este servicio online colaboran diversos organismos de prestigio tales como el “Joint Research Centre” de la “European Commission”, el “Institute for Energy and Transport” o la empresa Mines ParisTech.

A continuación se explicará brevemente el modo de empleo de la herramienta PVGIS. Tras abrir la ventana se puede observar un mapa en la parte izquierda (proporcionado por Google Maps), y en la parte derecha varios parámetros a rellenar. En primer lugar se deberá escribir el lugar en el que deseamos realizar la simulación como se indica en (Figura 3-18).

Figura 3-18 Ventana de definición de parámetros de la herramienta PVGIS. Selección de localización [30].

Posteriormente se deben rellenar los parámetros de la parte derecha en función del tipo de instalación que se desea usar, la orientación e inclinación de los paneles fotovoltaicos, la base de datos que se desea utilizar etc. En la Figura 3-19 se indica gráficamente qué parámetros deben introducirse y dónde (siendo GFV Generador FotoVoltaico).

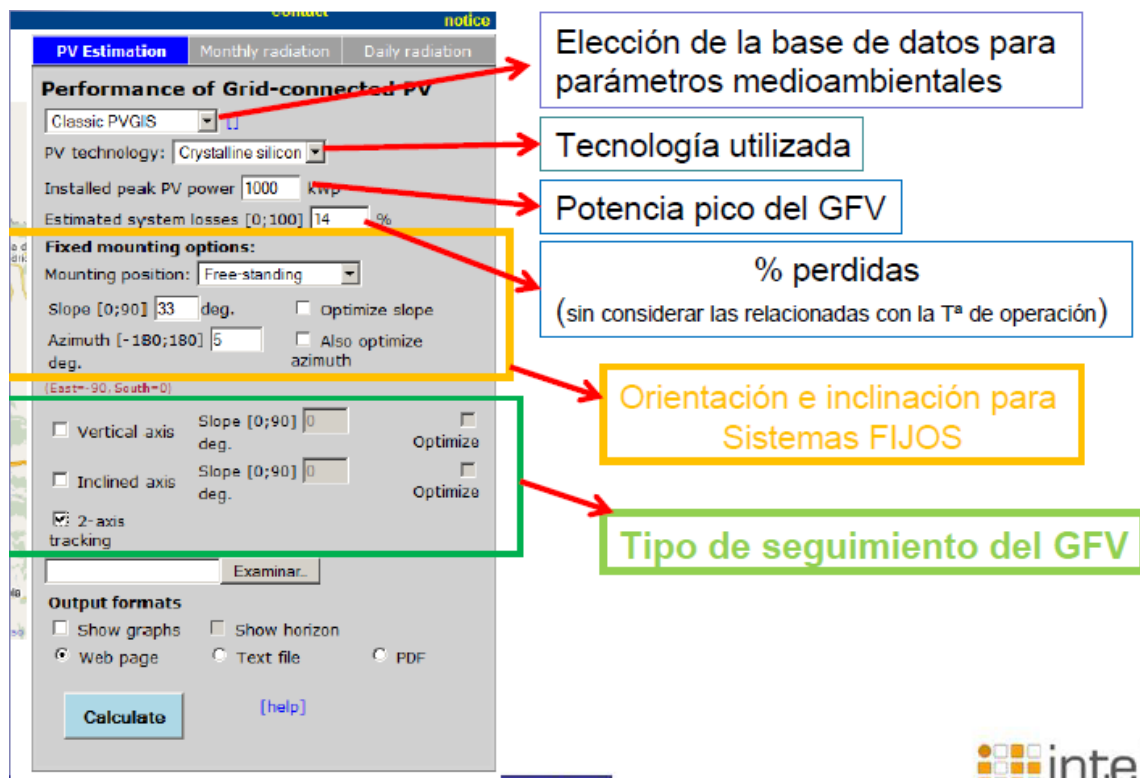


Figura 3-19 Ventana de definición de parámetros de la herramienta PVGIS. Selección de parámetros de la instalación [30].

Una vez rellenados los parámetros se selecciona el tipo de archivo en el que se quieren obtener los resultados (Web page, text file o PDF) y se selecciona la opción “Calculate”. Se genera entonces el archivo deseado, que contiene datos sobre pérdidas, estimaciones de generación de energía eléctrica e irradiación solar incidente por mes y al año y otros datos de interés (Figura 3-20).

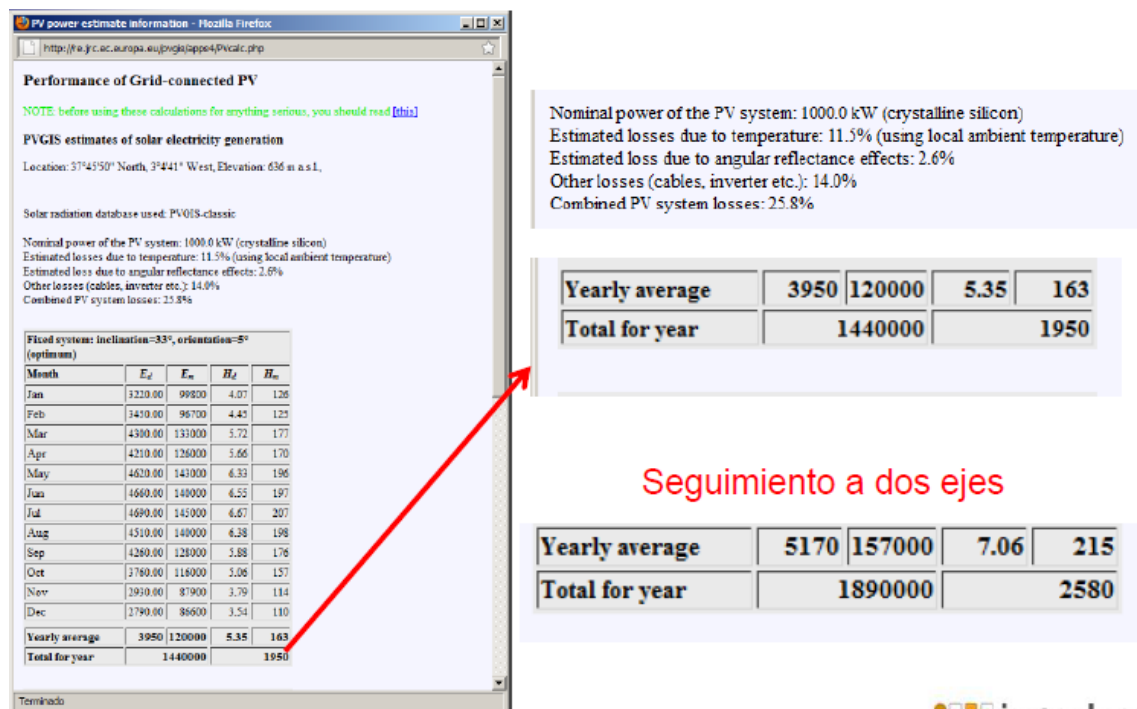


Figura 3-20 Archivo de resultados generados tras una simulación de la herramienta PVGIS [30].

En el presente trabajo se utilizó la herramienta PVGIS para obtener la irradiación solar incidente sobre las cubiertas de los edificios de la ENM a partir de la inserción de paneles solares en dichas cubiertas a través de la herramienta Skelion.

3.3.3 Inserción de paneles fotovoltaicos en las cubiertas

El primer paso en la simulación consistió en insertar paneles fotovoltaicos en las cubiertas de los edificios de la ENM a fin de poder analizarlos mediante PVGIS. Para realizar esto, se utilizó el software Skelion como una extensión del programa SketchUp sobre el modelo descrito en 3.2.7. Es necesario puntualizar que esta inserción de paneles no representa la instalación final recomendada, sino que se utilizaron paneles genéricos para poder calcular la irradiación incidente sobre el tejado, la cual es independiente de la instalación integrada en el edificio.

Debido a limitaciones en la potencia del ordenador utilizado, se realizó una simulación por cada cara del tejado de cada edificio. Esto supuso una complicación para el desarrollo de la simulación, pues el número de cálculos que se realizaron fue muy elevado y resultó una tarea laboriosa.

A continuación se describirá el procedimiento seguido para insertar paneles fotovoltaicos en las cubiertas mediante Skelion. Se detallará el proceso para el edificio “Torpedos 1”, habiéndose seguido la misma secuencia para el resto de edificios.

Se realizaron copias del archivo que contiene la localización de la ENM y la importación de los edificios modelados, tantas como caras tienen los tejados de todos los edificios. En cada una de ellas se realizará la simulación para una cara del tejado. Se comenzó con una cara del tejado de “Torpedos 1”, obteniendo el área de la cara que se va a estudiar a través de SketchUp. Seguidamente empleamos la herramienta “Surface azimuth and tilt” (Figura 3-21) de la barra de herramientas de Skelion que proporciona la orientación y la inclinación de la cara.



Figura 3-21 Herramienta “Surface azimuth and tilt” del software Skelion.

Los datos obtenidos (Figura 3-22) se registraron en un documento Excel que recopilará los resultados de toda la simulación.

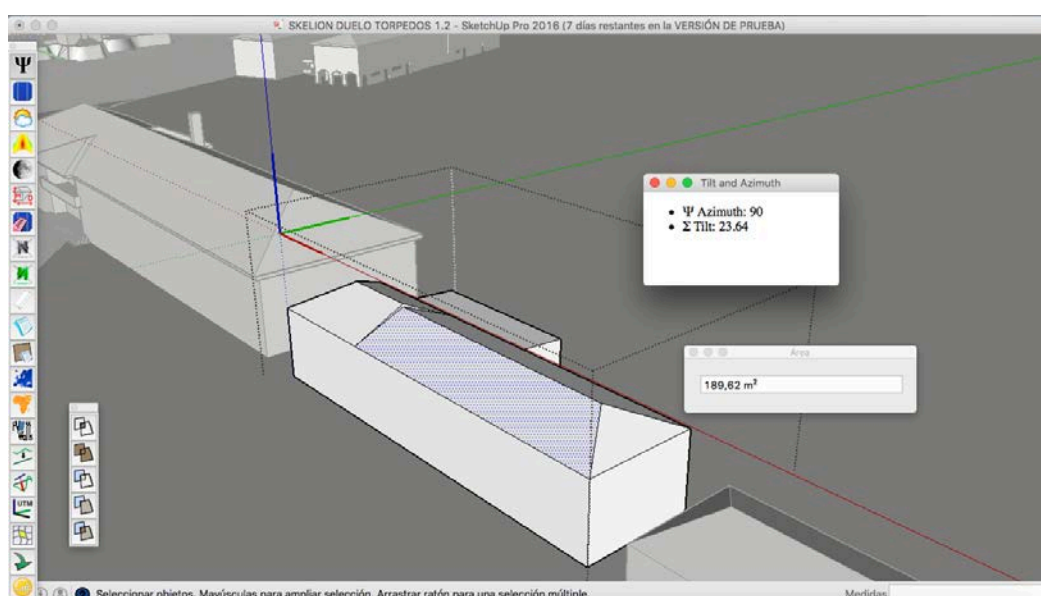


Figura 3-22 Datos de área, orientación y elevación de la cubierta de Torpedos 1.

Posteriormente se procedió a la inserción de los paneles, utilizando la herramienta “Insert solar components” (Figura 3-23).



Figura 3-23 Herramienta “Insert solar components” del software Skelion.

Esta herramienta abre una ventana en la que se deben introducir los parámetros necesarios para la distribución correcta de paneles sobre la cubierta. El objetivo es obtener la irradiación incidente sobre el tejado, por lo que la distribución de paneles (sobre la que se realizarán los cálculos posteriores) debe ser lo más parecida posible a la cubierta en superficie, azimuth e inclinación. Por lo tanto, en los primeros parámetros a rellenar relativos a la orientación de los paneles se seleccionó la opción “Relative tilt” y se dispuso el valor 0, de forma que los paneles tendrán la misma orientación que la cara y una inclinación relativa de 0 (Figura 3-24). En cuanto al panel, se seleccionó el “Sunstrom P110-49 GET LK” debido a sus dimensiones de un metro de largo por un metro de ancho, que se ajustan de manera óptima para obtener una superficie de paneles lo más parecida posible a la de la cara. Sus características eléctricas carecen de importancia debido a que se desecharán los datos de generación eléctrica de la simulación.

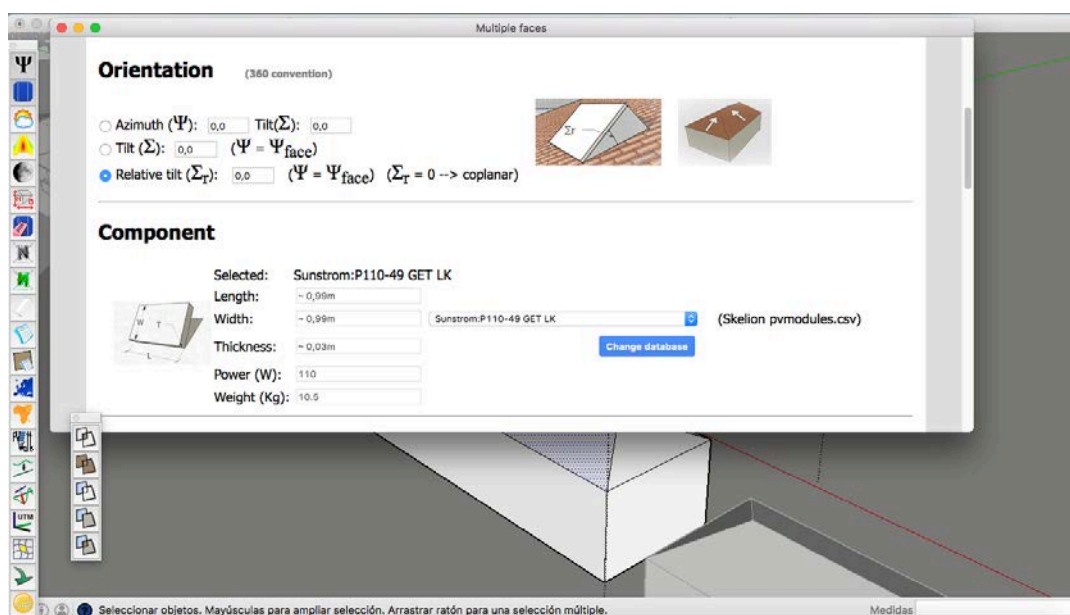


Figura 3-24 Parámetros de orientación y tipo de panel en la herramienta “Insert solar components” del software Skelion.

Los siguientes parámetros a introducir hacen referencia a la disposición de los paneles sobre la cubierta. Número máximo de paneles a insertar, separación vertical y horizontal entre grupos de paneles, espacio entre cada panel individual y colocación vertical o apaisada de cada panel. Se necesita el máximo número de paneles que se puedan insertar en el espacio de la cara, por lo que no se limitó el número de paneles a insertar. En cuanto a los espacios entre paneles, se marcó 0 en todos los casos debido a que se desea que cubran la mayor superficie posible. Por último, es indiferente la disposición vertical o apaisada debido a que los paneles genéricos seleccionados tienen forma de cuadrilátero (Figura 3-25).

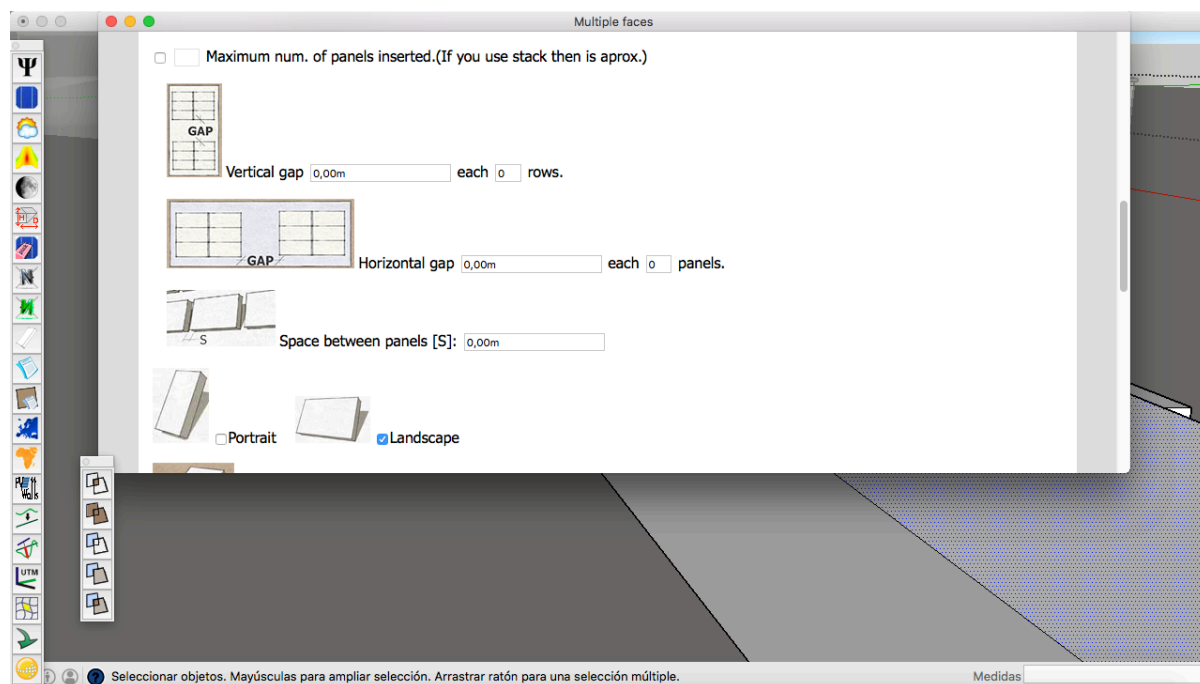


Figura 3-25 Parámetros de disposición de los paneles en la herramienta “Insert solar components” del software Skelion.

El último grupo de parámetros a rellenar para completar la inserción de paneles corresponde a un concepto que Skelion denomina “Pitch” (Figura 3-26). Este concepto hace referencia a las sombras que se generan cuando los paneles tienen inclinación relativa con respecto a la cubierta, las cuales pueden afectar a otros paneles. En este caso la inclinación relativa es 0, por lo que estos parámetros no son de aplicación y se deben ignorar.

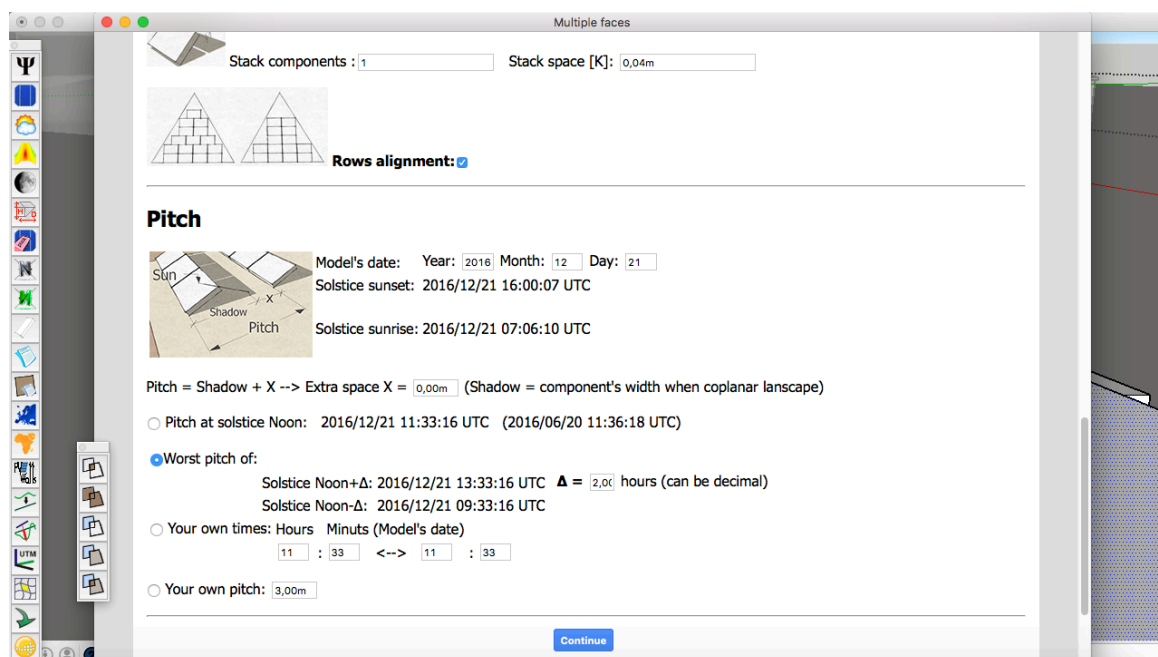


Figura 3-26 Parámetros de sombras entre paneles en la herramienta “Insert solar components” del software Skelion.

Una vez introducidos todos los parámetros correctamente, se pinchó en “Continue” generándose automáticamente la distribución de paneles deseada sobre la cubierta (Figura 3-27).

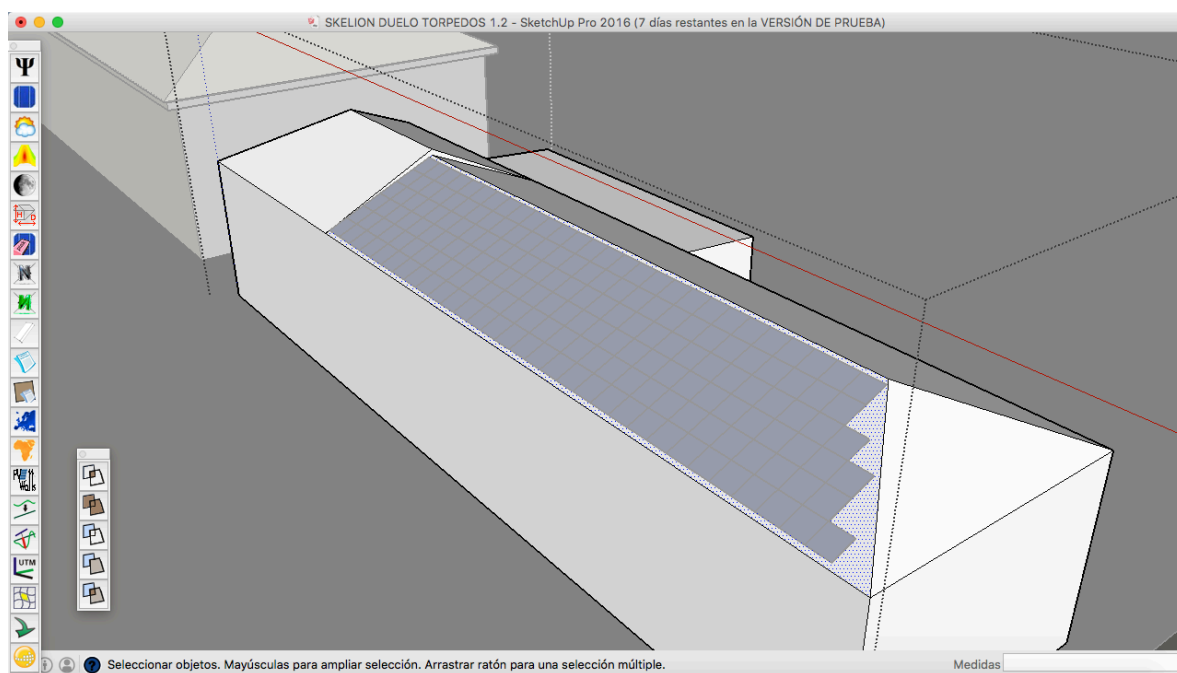


Figura 3-27 Paneles insertados sobre una cubierta mediante el software Skelion.

3.3.4 Inserción de datos meteorológicos

Es necesario para el correcto cálculo de la irradiación solar incidente tener en cuenta la meteorología de la zona estudiada debido a que los fenómenos ambientales afectan de manera directa a la radiación solar que reciben los edificios. Skelion incorpora una herramienta para incluir este factor en la simulación, que se denomina “Meteorological data” (Figura 3-28). Esta herramienta permite añadir las variables meteorológicas de distintas maneras: bases de datos del programa, archivos satélite etc. Una de las opciones que ofrece es insertar un archivo tipo TMY2 (Typical Meteorological Year) con la información meteorológica proporcionado por del usuario. Fue esta opción la utilizada para este estudio.



Figura 3-28 Herramienta “Meteorological data” del software Skelion .

El archivo TMY2 introducido fue “PONTEVEDRA-hour.tm2”. Este archivo se tomó de [31], y se creó mediante el programa Meteonorm 7. Dicho software contiene datos de balizas meteorológicas en todo el mundo y es capaz de generar archivos TMY2 a partir de ellos. Para la obtención del archivo utilizado en concreto se introdujo en Meteonorm 7 la situación GPS del puerto de Pontevedra a través del programa Google Earth. Meteonorm triangula automáticamente los datos de las tres estaciones meteorológicas más cercanas para obtener el resultado más preciso posible y exporta los resultados en formato TMY2. Dichos archivos contienen datos horarios con valores de radiación solar y temperatura ambiente durante un período determinado para una ubicación concreta. Los períodos vienen dados por el programa y el seleccionado para el archivo en cuestión fue el más reciente, con datos de radiación entre 1991 y 2010 y datos de temperatura entre 2000 y 2009.

En Figura 3-29 se pueden observar las diversas opciones que ofrece la herramienta de Skelion para introducir la información, así como los datos básicos aportados por el archivo “PONTEVEDRA-hour.tm2” una vez introducido.

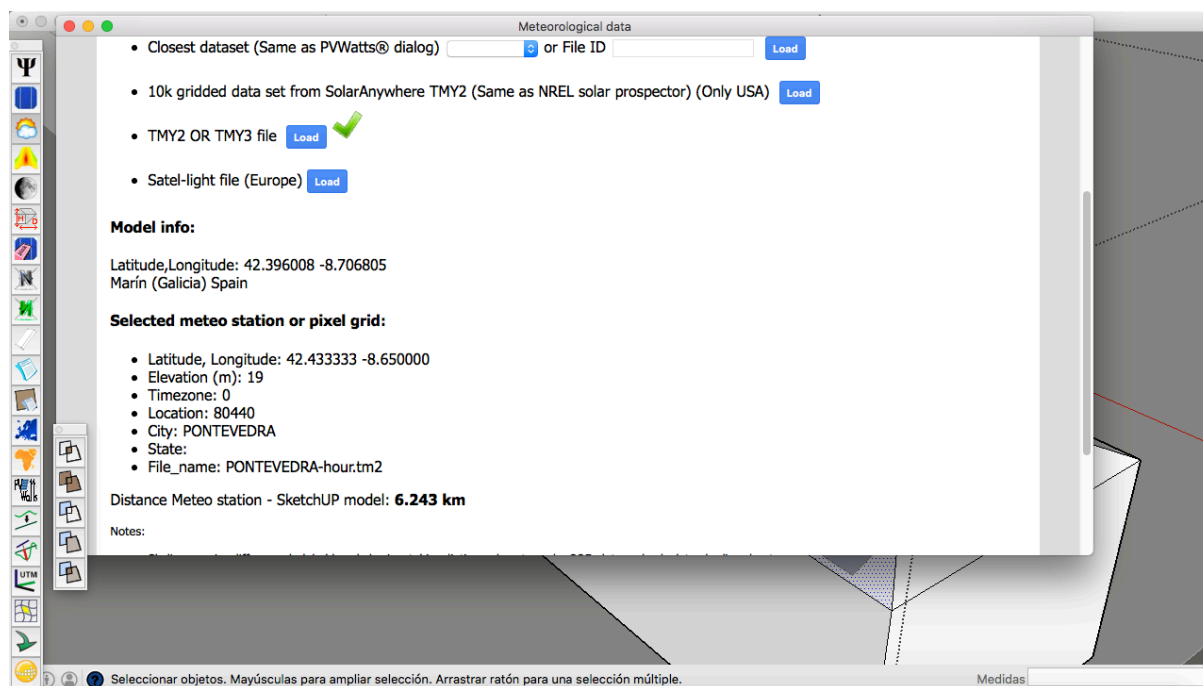


Figura 3-29 Introducción de un archivo meteorológico en la herramienta “Meteorological data” del software Skelion.

3.3.5 Simulación con PVGIS

Una vez realizados los pasos anteriores se puede ejecutar la simulación mediante PVGIS (3.3.2.2), al que se tiene acceso a través de la herramienta de Skelion “Report” (Figura 3-30). Dicha herramienta permite acceder directamente desde SketchUp al portal online de PVGIS, desde donde se introducen los parámetros para la obtención de la irradiación solar incidente.



Figura 3-30 Herramienta “Report” del software Skelion.

Previamente a abrirse el portal de PVGIS se deben seleccionar dos parámetros que determinan la información que se envía a PVGIS para la simulación. El primer parámetro es el componente sobre el que se desea realizar la simulación. Se seleccionó “Faces”, para que se analizase la cara deseada. El segundo parámetro consiste en indicar si se desea que se calculen las pérdidas por sombras. Se seleccionó “Yes” para incluirlas en los cálculos (Figura 3-31).

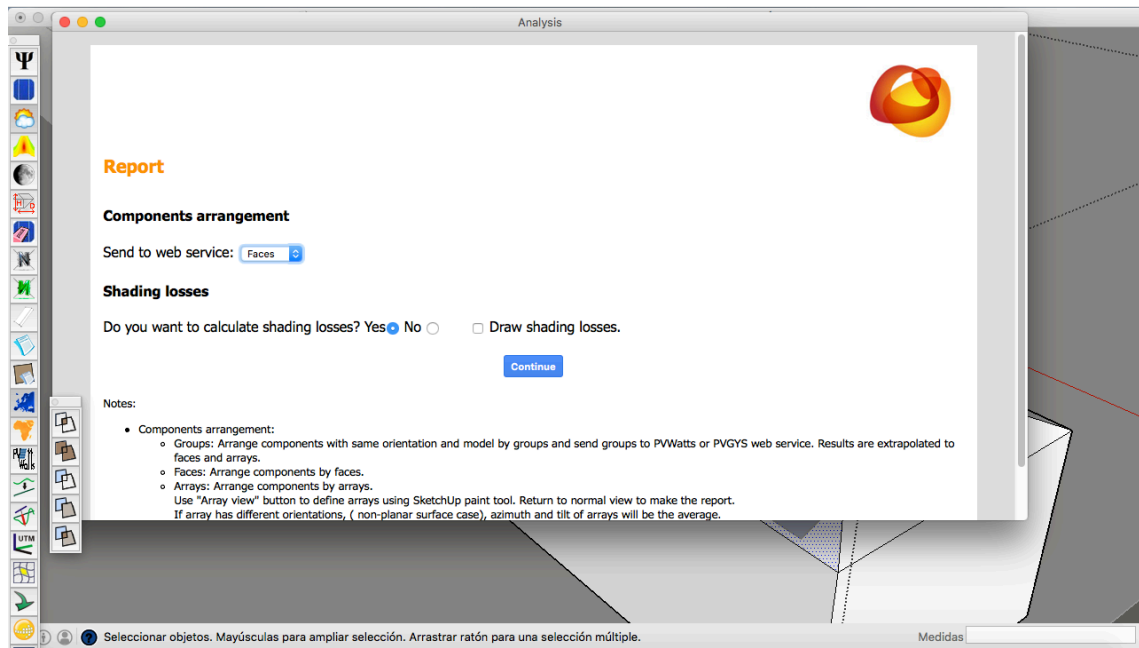


Figura 3-31 Parámetros de configuración de un modelo previos a la simulación con la herramienta PVGIS.

Una vez seleccionada la opción “Continue” se abrió la ventana de PVGIS en la que se introdujeron los parámetros que se pueden observar en Figura 3-32.

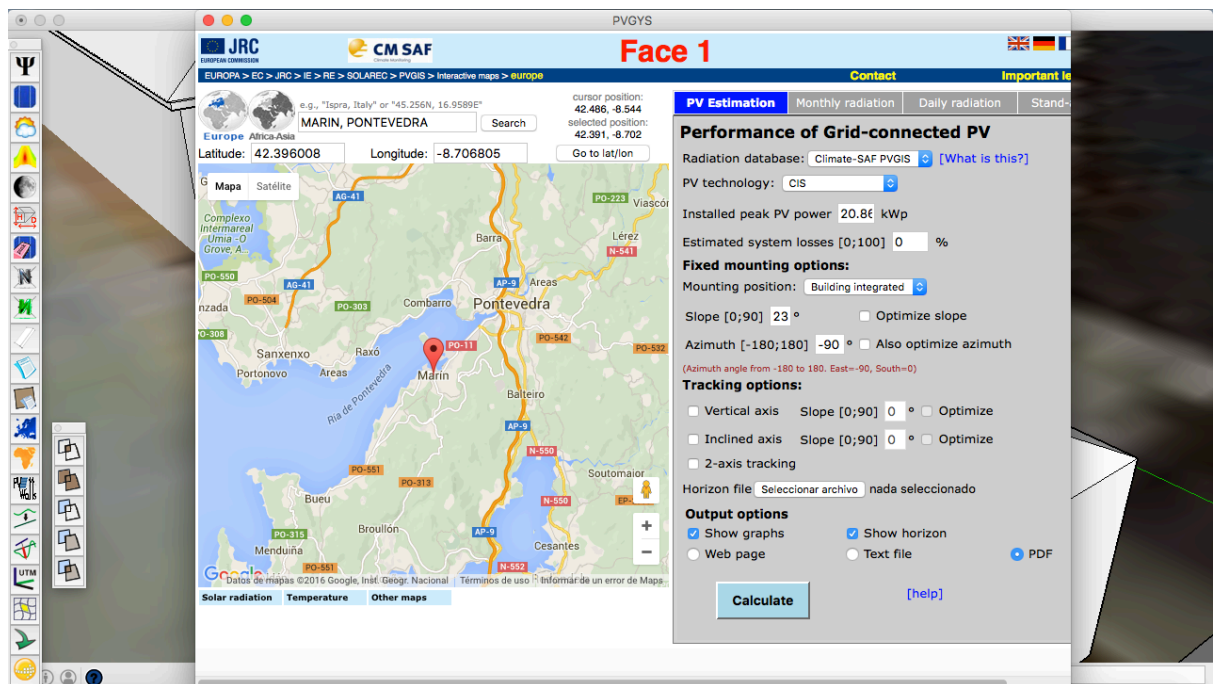


Figura 3-32 Ventana de configuración de la simulación de la herramienta PVGIS.

A continuación se detallarán los criterios empleados para la elección de los parámetros de la simulación.

- Localización. Se seleccionó Marín, Pontevedra por ser la localidad en la que se encuentra la ENM.
- Base de datos de radiación. Existen dos bases de datos disponibles en PVGIS, Climate-SAF PVGIS y Classic PVGIS. Classic PVGIS es la base de datos con la que contaba PVGIS en sus orígenes. En 2010, lanzaron una nueva base de datos llamada Climate-SAF PVGIS, cuyos

datos fueron comparados con los de medidas de campo de alta precisión. Los datos de la nueva base de datos contaban con un error menor del 5% con respecto a los datos reales, lo que indica que se trata de una fuente muy precisa. Classic PVGIS utiliza métodos de interpolación que dan resultados válidos pero menos precisos que su versión moderna. Por esta razón se escogió la base de datos Climate-SAF PVGIS.

- Tecnología fotovoltaica. Es irrelevante para el resultado de la simulación puesto que afectará al cálculo de la energía generada, parámetro que se desechará. No afecta al cálculo de la irradiación incidente.
- Potencia de pico instalada. Al igual que el parámetro anterior, es irrelevante para el cálculo de la irradiación solar.
- Pérdidas estimadas del sistema: No afectó al cálculo de la irradiación incidente.
- Montaje. PVGIS ofrece dos opciones de montaje para la instalación, “Free-standing” (instalación de suelo) o “Building integrated” (integrada en la edificación). Se seleccionó “Building integrated” por corresponderse con la naturaleza de la instalación estudiada en este trabajo.

En cuanto a los datos de azimut e inclinación de los paneles y “Tracking options”, éstos se ajustan automáticamente al disponer PVGIS de la información de la cubierta. Por último, se seleccionó el formato PDF para la generación del archivo que contiene los resultados de la simulación.

Tras introducir los parámetros se pinchó en “Calculate” y se generó un archivo en formato PDF que contenía datos de pérdidas, generación eléctrica e irradiación solar por días, meses y al año (Figura 3-33). El dato de interés para el posterior estudio energético es la irradiación total global por cada mes y total al año (columna Hm en la Figura 3-33)

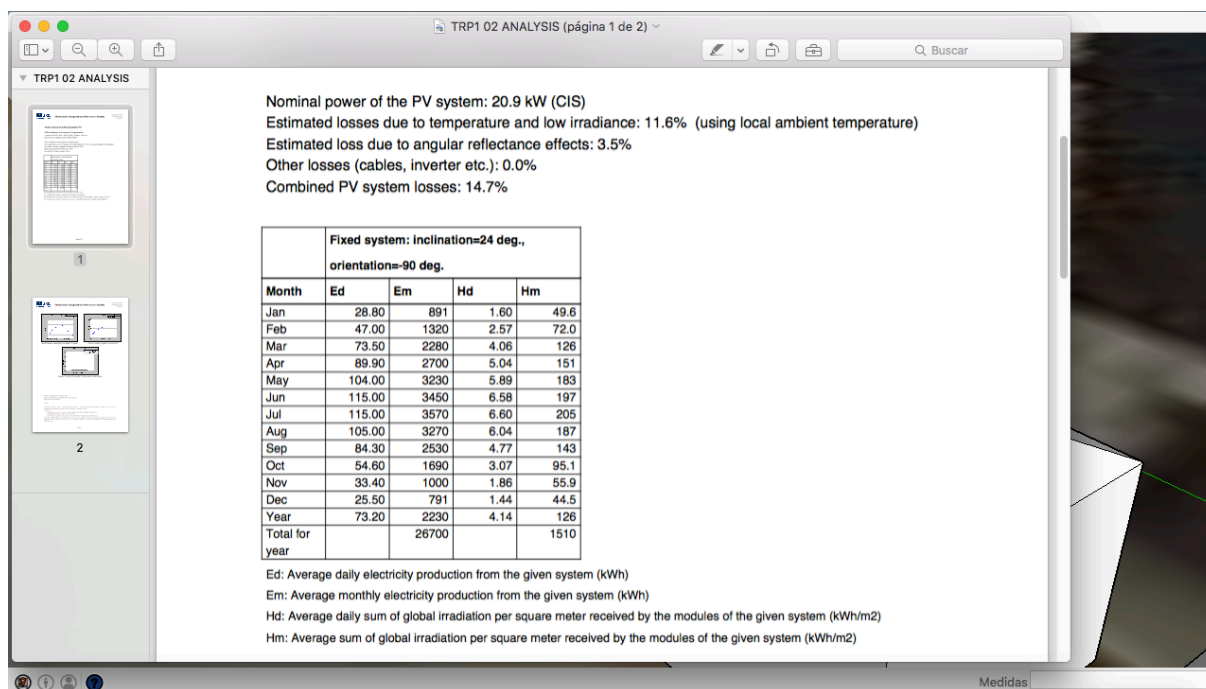


Figura 3-33 Informe de resultados de la simulación de la herramienta PVGIS.

Los datos de irradiación mencionados se registraron en un documento Excel para su posterior análisis.

El proceso descrito se realizó de forma similar para cada cara de los tejados de todos los edificios, hasta obtener la irradiación incidente sobre todos ellos recopilada en el ya mencionado documento Excel.

3.4 Estudio energético

3.4.1 Descripción

Tras la realización de los cálculos y simulaciones anteriores, se dispuso de los datos necesarios para realizar un estudio energético sobre la instalación fotovoltaica en los edificios de la ENM. En el presente apartado se analizaron en primer lugar los datos de irradiación solar obtenidos de la simulación. Posteriormente, y teniendo en cuenta las características, necesidades y localización de la instalación, se llevó a cabo una selección del sistema fotovoltaico adecuado para la ENM. Una vez conocida la instalación se calculó la generación de energía de la misma, para por último estimar los consumos eléctricos de cada edificio y sus ratios de autoabastecimiento.

El presente estudio energético sirvió para proporcionar una estimación de la cantidad de energía que una instalación estándar puede generar para la ENM, y para comparar dicha generación con los consumos habituales de los edificios.

3.4.2 Análisis de la irradiación solar

3.4.2.1 Irradiación solar anual por edificio

La simulación dio como resultado la irradiación solar incidente por mes y al año de cada cara del tejado de cada edificio en kWh/m^2 . A continuación se describirán los cálculos realizados para procesar esta información y obtener la irradiación incidente anual estimada sobre cada edificio y la total para la ENM.

En un primer momento se podría pensar que la irradiación solar incidente anual en un edificio se puede calcular sencillamente realizando la suma de las irradiaciones de las caras que ya se conocen. Sin embargo, las unidades de irradiación están divididas por área, de forma que en los valores obtenidos de la simulación no se tiene en cuenta la superficie de la cara del tejado. En otras palabras, los valores de radiación obtenidos dependen de la localización, orientación e inclinación de la cara, pero si estos parámetros son iguales tendrá la misma radiación una cara determinada que otra diez veces más extensa. Es evidente que debe tenerse en cuenta para el estudio el tamaño de los tejados, pues a mayor superficie disponible, mayor capacidad para captar energía solar. Por ello, se decidió aplicar un coeficiente a la irradiación solar de cada cara que ponderase el tamaño de las mismas. El cálculo de la irradiación de cada cara se realizó siguiendo la Ecuación 3-1:

$$H'_{cara} = H_{cara} \cdot \frac{S_{cara}}{S_{tejado}}$$

Ecuación 3-1 Cálculo de la irradiación solar incidente en cada cara de un edificio.

Donde

- H'_{cara} es la irradiación anual ponderada de la cara.
- H_{cara} es la irradiación anual obtenida de la simulación
- S_{cara} es la superficie de la cara
- S_{tejado} es la superficie del tejado del edificio calculada como la suma de las superficies de todas las caras del tejado

De esta manera se tiene en cuenta en el cálculo el tamaño de las caras, siendo la irradiación menor cuanto menor sea la superficie de la cara calculada.

Una vez obtenidos los valores de irradiación ponderados para cada cara, solo restó sumarlos para obtener la irradiación total anual del edificio.

Para mostrar con claridad el proceso seguido se expondrá a continuación un ejemplo del cálculo descrito para el edificio de aulas “Isaac Peral (Tabla 3-3).

Cara del tejado	$S_{cara} (m^2)$	$\frac{S_{cara}}{S_{tejado}}$	$H_{cara} (\frac{kWh}{m^2})$	$H'_{cara} (\frac{kWh}{m^2})$
IPL 01	130,55	0.058	1090	63,47
IPL 02	929,85	0,415	1500	622,08
IPL03	957,64	0,427	1500	640,67
IPL 04	60,57	0,027	1500	40,52
IPL 05	30,73	0,014	1500	20,56
IPL 06	101,69	0,045	1810	82,09
IPL 07	31,08	0,014	1800	24,95
$S_{tejado} (m^2)$	2242,11		$H'_{tejado} (\frac{kWh}{m^2})$	1494,35

Tabla 3-3 Cálculo de la irradiación solar incidente anual para el edificio de aulas “Isaac Peral”.

En los cálculos se puede apreciar que no existe diferencia en los valores de H_{cara} en función de la superficie de la cara, mientras que en H'_{cara} tras aplicar el coeficiente de la columna 3 esta diferencia es evidente. Tras obtener todos los valores de H'_{cara} éstos se suman para obtener H'_{tejado} , objetivo final de este análisis. El mismo proceso se siguió en todos los edificios analizados obteniendo la H'_{tejado} para cada uno de ellos.

3.4.2.2 Irradiación solar mensual por edificio

A continuación se llevó a cabo un análisis sobre la irradiación solar mensual en los edificios de la ENM. Este análisis consistió en estudiar cómo varía la irradiación en un mes concreto para diferentes edificios y como varía la irradiación para un mismo edificio en diferentes meses. Para visualizar dichas variaciones un diagrama de cajas y bigotes constituye una herramienta muy útil, por lo que se decidió crear uno usando los datos mensuales de irradiación para los edificios.

El primer paso para la realización de este diagrama fue realizar el cálculo de la irradiación total por edificio para cada mes. Este cálculo es similar al realizado anteriormente en la Tabla 3-3 pero en lugar de utilizar la H_{cara} anual sumando la irradiación de los doce meses del año, se realiza el cálculo para la H_{cara} de cada mes desde enero hasta diciembre. De esta manera obtenemos doce H'_{tejado} por edificio, un valor de irradiación para cada mes. Este cálculo se realizó para todos los edificios y se agruparon los resultados como se muestra en la Tabla 3-4 para el edificio de aulas “Isaac Peral”.

Edificio de aulas “Isaac Peral”	
Mes del año	$H'_{tejado} \left(\frac{kWh}{m^2}\right)$
Enero	49,28
Febrero	71,09
Marzo	124,80
Abril	149,21
Mayo	180,27
Junio	195,22
Julio	202,16
Agosto	185,03
Septiembre	141,16
Octubre	94,28
Noviembre	55,85
Diciembre	44,96

Tabla 3-4 Irradiación solar mensual incidente en el edificio de aulas “Isaac Peral”.

Una vez obtenidos estos datos, se calcularon, para cada edificio, los parámetros que se representan en un diagrama de cajas y bigotes: la media, el cuartil 1, el cuartil 3, el rango intercuartil, la mediana, el valor máximo, el valor mínimo y los límites superior e inferior (Tabla 3-5). El conjunto de valores para dichos parámetros fueron las irradiaciones mensuales de cada edificio. Siguiendo el procedimiento para la creación de un diagrama de cajas y bigotes en Excel se llevó a cabo la misma y se analizaron los resultados.

Edificio de aulas “Isaac Peral”	
Media	124,44
Cuartil 1 (Q1)	67,28
Cuartil 3 (Q3)	181,46
Rango intercuartil (Q3-Q1)	114,18
Mediana	132,98
Valor Mínimo	44,96
Valor Máximo	202,16
Límite inferior	44,96
Límite superior	202,16

Tabla 3-5 Parámetros del diagrama de cajas y bigotes del edificio de aulas “Isaac Peral”.

3.4.3 Selección de la instalación fotovoltaica

En este apartado se describió el razonamiento seguido para elegir un determinado tipo de instalación fotovoltaica que se considera el más adecuado para las condiciones y necesidades existentes en la ENM. En primer lugar se detalló el tipo de instalación escogido (instalación aislada o conectada a red) y posteriormente se explicó razonadamente cual es la tecnología fotovoltaica más adecuada para la instalación.

Se debe destacar que en este estudio no se escogió un panel fotovoltaico concreto, sino que se recomendó un tipo de instalación y una tecnología fotovoltaica que se consideran óptimos para este caso, y se realizaron los cálculos energéticos posteriores en base a datos genéricos propios de dicha tecnología. La selección de los elementos comerciales concretos de la instalación quedará a cargo de un estudio más exhaustivo destinado a la ejecución real de la instalación.

Comenzando con el tipo de instalación fotovoltaica, se decidió que la más conveniente para la ENM es una instalación fotovoltaica de conexión a red. Como se menciona en el apartado 2.4, las instalaciones fotovoltaicas de conexión a red se encuentran conectadas a la red general de distribución, de forma que cuando se produce electricidad se abastece a los propios edificios y se vende la energía sobrante a las compañías eléctricas, mientras que cuando no se genera electricidad ésta se toma de la red general. Esta opción es idónea para la ENM puesto que asegura el abastecimiento continuo de electricidad, a la vez que se consigue un ahorro considerable en el gasto energético. Las instalaciones aisladas, que constituyen la alternativa a las de conexión a red, no se consideran adecuadas para este caso puesto que dichas instalaciones dependen completamente de la generación eléctrica de la instalación. Para cubrir las necesidades de la ENM con este tipo de instalación se necesitaría un número muy alto de baterías, cuya instalación sería muy complicada y a un elevado coste. Las instalaciones aisladas tienen su aplicación principal en construcciones pequeñas que se encuentran alejadas de la red general de distribución eléctrica (2.4.2). Por lo tanto, en el caso de la ENM, que se encuentra conectada a la red eléctrica general, la instalación adecuada será de conexión a red.

En cuanto a la tecnología fotovoltaica más adecuada, tras valorar las distintas tecnologías existentes y sus principales ventajas e inconvenientes, se decidió recomendar la tecnología de capa delgada de CdTe (Cadmio Teluro). Las principales razones de su elección son sus bajos costes de producción (factor de gran importancia), su buen comportamiento ante altas temperaturas y luz indirecta o difusa y por último la versatilidad de sus módulos, los cuales son idóneos para la integración arquitectónica. A pesar de las importantes ventajas mencionadas, esta tecnología también presenta algunos inconvenientes que se deben tener en cuenta. Éstos son su relativamente baja eficiencia en comparación con las tecnologías de silicio cristalino y su menor madurez en el mercado. Sin embargo, se están realizando actualmente numerosas investigaciones y mejoras sobre esta tecnología, que para muchos expertos constituirá el futuro de la energía fotovoltaica. Además, el factor de la máxima integración arquitectónica y la estética se consideran prioritarios sobre la pequeña pérdida de eficiencia de los módulos. Teniendo todos los factores en consideración, ventajas, inconvenientes y proyección de futuro, se ha decidido recomendar la tecnología de CdTe.

En resumen, tras el estudio correspondiente de los distintos tipos de instalaciones y tecnologías fotovoltaicas, se recomienda utilizar una instalación fotovoltaica de conexión a red con tecnología de capa delgada de CdTe.

3.4.4 Cálculo de la energía eléctrica entregada a red

Habiéndose seleccionado el tipo de instalación de la que se dispone, se puede estimar la cantidad de energía eléctrica que será capaz de producir en la ENM. Se supuso para el estudio que, al tratarse de una instalación de capa delgada, tendrá una eficiencia del 15%. Las tecnologías de capa delgada alcanzaban en 2010 eficiencias del 17% (Figura 2-33), por lo que se escogió un 15% para adoptar una postura conservadora.

En primer lugar se calculará la electricidad que producirá cada edificio, para posteriormente calcular la producción total de energía eléctrica sumando la de todos los edificios. La electricidad generada por cada edificio se calculará a través de la Ecuación 3-2:

$$E_{año} = P^* \cdot PR \cdot HES_{año}$$

Ecuación 3-2 Cálculo de la electricidad generada por cada edificio.

A continuación se explicarán detalladamente los distintos parámetros que intervienen en la fórmula.

P^* se corresponde con la potencia de pico de la instalación. Se define como la máxima potencia que la instalación puede generar en Condiciones Estándar de Medida (CEM), las cuales son ([6]):

- Irradiancia: 1000 W/m²
- Distribución espectral: AM 1,5 G
- Incidencia normal
- Temperatura de célula: 25°C

La potencia de pico de una instalación se calcula mediante la Ecuación 3-3:

$$P^* = P_{panel} \cdot \frac{S_{tejado}}{S_{panel}}$$

Ecuación 3-3 Cálculo de la potencia de pico de una instalación fotovoltaica.

Donde

- P_{panel} es la potencia de pico del panel utilizado en la instalación. La potencia de pico, como ya se ha mencionado, está referida a las CEM, es decir, a una irradiancia de 1000 $\frac{W}{m^2}$. La eficiencia del panel es de un 15%, lo que significa que es capaz de transformar en energía eléctrica un 15% de la energía solar que recibe. Por lo tanto, al recibir 1000 $\frac{Wp}{m^2}$ cada panel producirá 150 $\frac{Wp}{m^2}$. Esto significa que si se tiene un panel de 1 m² de superficie producirá 150 Wp, si se tiene un panel de 2 m² producirá 300 Wp y así sucesivamente. Para el presente estudio se supondrá que el panel utilizado tiene 1 m² de área como medida estándar. Por lo tanto en la instalación fotovoltaica de todos los edificios la P_{panel} será de 150 Wp.
- S_{tejado} es la superficie total del tejado del edificio estudiado.
- S_{panel} es la superficie del panel de la instalación, que como ya se ha mencionado se supondrá que equivale a 1 m².

La fórmula descrita multiplica la P_{panel} por el número de paneles que caben en la superficie del tejado del edificio en cuestión, obteniendo la potencia de pico de la instalación completa en el edificio.

En cuanto al parámetro PR, o “Performance Ratio”, consiste en un coeficiente que engloba las pérdidas que sufre la instalación completa (sombreado, fallos en las conexiones de los módulos, baja eficiencia del inversor, potencia real de los módulos ligeramente inferior a la nominal, etc.). Se determina de manera experimental, y para seleccionar el valor que usaremos en el presente trabajo se han tomado datos de estudios previos (Tabla 3-6).

MES	PR EUITI (*)	PR IDAE (**)
Enero	0,833	0,851
Febrero	0,844	0,844
Marzo	0,821	0,801
Abril	0,812	0,802
Mayo	0,781	0,796
Junio	0,767	0,768
Julio	0,764	0,753
Agosto	0,778	0,757
Septiembre	0,802	0,769
Octubre	0,784	0,807
Noviembre	0,806	0,837
Diciembre	0,813	0,850
Valor medio	0,800	0,802

* Monitorización sistema fotovoltaico cubierta EUITI 2001-2004

** Pliego de condiciones técnicas de sistemas fotovoltaicos conectados a red IDAE 2002

Tabla 3-6 Valores de PR a lo largo del año para un sistema fotovoltaico según estudios de EUITI y el IDAE [32].

Como se puede apreciar en la Tabla 3-6, los valores de PR según ambas instituciones se mantienen durante todo el año siempre por encima de 0,7 y por debajo de 0,9. Continuando con la línea conservadora del estudio, tomaremos el caso más desfavorable para la producción eléctrica y asumiremos 0,7 como el valor de PR en todos los cálculos.

Por último, la variable $HES_{año}$ se corresponde con las Horas de Sol Equivalentes al año para un edificio y proporciona una relación entre la energía eléctrica producida por el sistema y la potencia del generador fotovoltaico. Este parámetro se obtiene a partir de la irradiación solar incidente calculada en el apartado 3.4.2., dividiéndola entre la irradiancia correspondiente a las CEM. Por lo tanto:

$$\frac{H'_{tejado} \left(\frac{kWh}{m^2} \right)}{1 \left(\frac{kWp}{m^2} \right)} = HES_{año} \left(\frac{kWh}{kWp} \right)$$

Ecuación 3-4 Cálculo de las Horas Equivalentes de Sol de un edificio.

Se debe destacar que el valor de $HES_{año}$ en la práctica es el mismo que el de H'_{tejado} , pero las unidades son distintas.

Una vez definidas las variables necesarias para el cálculo de $E_{año}$, se procedió a calcular los resultados para todos los edificios mediante un documento Excel. A modo de ejemplo se expondrá a continuación el cálculo realizado para el cuartel de alumnos “Marqués de la Victoria”. En primer lugar se procedió a calcular la potencia de pico de la instalación (P^*). Ésta se calculó como:

$$P^* = P_{panel} \cdot \frac{S_{tejado}}{S_{panel}} = 150 \text{ Wp} \cdot \frac{2696,67 \text{ m}^2}{1 \text{ m}^2} = 404500 \text{ Wp} = 404,5 \text{ kWp}$$

El valor de PR es constante e igual a 0,7 en todos los casos, por lo que $PR = 0,7$. $HES_{año}$ se calculó como:

$$HES_{año} = \frac{H'_{tejado} \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}}{1 \frac{\text{kWp}}{\text{m}^2}} = \frac{1466 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}}{1 \frac{\text{kWp}}{\text{m}^2}} = 1466 \frac{\text{kWh}}{\text{kWp}}$$

Por lo tanto,

$$E_{año} = P^* \cdot PR \cdot HES_{año} = 404,5 \text{ kWp} \cdot 0,7 \cdot 1466 \frac{\text{kWh}}{\text{kWp}} = 415234 \text{ kWh}$$

Este cálculo se llevó a cabo de forma similar para todos los edificios estudiados, calculando posteriormente la generación total de la ENM sumando las producciones de todos los edificios.

3.4.5 Consumos eléctricos y ratio de autoabastecimiento

A fin de comparar la producción eléctrica de la instalación global con la demanda eléctrica de la ENM, se solicitaron al Taller Eléctrico de la misma los consumos eléctricos de los últimos cinco años. Dichos consumos están registrados mensualmente como consumos globales de la ENM y el sector 7 (residencia de oficiales y viviendas de autoridades).

Para obtener la demanda eléctrica de la ENM y su tendencia a lo largo de los años, se calculó en primer lugar las demandas anuales sumando las demandas mensuales desde el 2011 al 2015 mediante una hoja de cálculo de Excel. Posteriormente se representaron los consumos eléctricos de los cinco años analizados sobre un diagrama de dispersión de puntos. Para obtener la tendencia del consumo, se representó en el diagrama una línea de tendencia lineal. Con la fórmula que define dicha recta, podremos estimar la demanda de años futuros de manera bastante precisa.

Una vez conocidos los consumos anuales y su tendencia, se procedió a realizar una comparación entre la electricidad que se produce y la que se consume. En esta comparación se supuso la producción eléctrica invariable en el tiempo, mientras que la demanda iría aumentando en función de la recta de tendencia calculada anteriormente. Por lo tanto, se comparó la generación eléctrica anual con el consumo eléctrico en el 2015 (último consumo conocido) y con la demanda prevista para el año 2041 (que se corresponde con el final del ciclo de vida del sistema fotovoltaico suponiendo que se instalase en el año 2016). Para el cálculo de la demanda eléctrica en el año 2041, se utilizó la Ecuación 3-5 de la línea de tendencia proporcionada por Excel y expuesta a continuación:

$$Y = 14496,2X - 26167246,8$$

Ecuación 3-5 Fórmula que define la línea de tendencia de la demanda eléctrica de la ENM.

Esta fórmula define el comportamiento de la línea de tendencia, de forma que si colocamos el año en el que deseamos conocer la demanda en la variable “X”, obtendremos como variable “Y” la propia demanda en unidades de kWh:

$$Y = 14496,2 \cdot 2041 - 26167246,8 = 3419497,4 \text{ kWh}$$

La comparación se llevó a cabo de dos maneras distintas:

- Diagrama de barras. Se representó en un diagrama de barras proporcionado por Excel la demanda eléctrica en 2015, la demanda eléctrica estimada en 2041 y la producción eléctrica anual de la instalación. De esta manera se puede apreciar visualmente los tamaños relativos entre las variables estudiadas y sacar conclusiones sobre las dimensiones de la producción.
- Ratio de autoabastecimiento. Se define como la fracción de la demanda eléctrica que cubre la generación eléctrica de la instalación fotovoltaica. Se calculó tanto para el año 2015 como para el 2041 mediante la Ecuación 3-6:

$$RAA = \frac{\text{Producción eléctrica fotovoltaica anual}}{\text{Consumo eléctrico anual}}$$

Ecuación 3-6 Cálculo del ratio de autoabastecimiento eléctrico.

Este parámetro es indicativo del porcentaje del consumo total de electricidad que la instalación es capaz de satisfacer sin necesitar energía procedente de la red general de distribución.

3.5 Estudio económico

3.5.1 Descripción

En el marco actual, la evaluación de los costes y la viabilidad de cualquier proyecto es uno de los factores determinantes en la toma de decisiones. En las Fuerzas Armadas dicho factor llega a ser primordial a la hora de decidir si un proyecto debe materializarse. El objetivo de este apartado es llevar a cabo un estudio económico que proporcione elementos de juicio para determinar si la instalación debe ejecutarse o no.

En primer lugar se realizó una estimación de la inversión inicial necesaria para poner en operación la instalación en cada edificio y posteriormente en la totalidad de la ENM. Luego se estimaron los gastos de mantenimiento y operación que aparecerán durante el ciclo de vida de la instalación, y por último se añadieron los gastos asociados al polémico “impuesto del sol”. A continuación se calcularon dos parámetros económicos, el Net Present Value (NPV) y el Saving-to-Investment Ratio (SIR), que presentan características interesantes para el estudio. Por último, sobre estos parámetros se realizó un análisis de sensibilidad, que consiste en determinar cómo se comportan frente a variaciones en distintas variables y se calculó el tiempo estimado de amortización del desembolso.

3.5.2 Inversión inicial necesaria de la instalación

Se comenzó el estudio económico realizando una estimación de la inversión inicial que supondría llevar a cabo la instalación descrita en el apartado 3.4. Este dato es de gran importancia, pues puede determinar la viabilidad del proyecto.

La estimación de los costes iniciales se realizó utilizando los datos proporcionados por la Figura 2-34, los cuales son recientes y están actualizados por ser del año 2015. En dicha figura, el autor expone los precios dependiendo del tipo de instalación de que se trate. En el caso de la instalación propuesta, se encuadró dentro de la categoría de “Industrial” por tratarse de una instalación relativamente grande e incluir aplicaciones más demandantes que las de una instalación residencial o comercial.

El precio referente a España para instalaciones industriales es de $1,6 \frac{\$}{Wp}$, por lo que se tomará el valor de $1,6 \frac{\text{€}}{Wp}$ para continuar con la línea conservadora del estudio.

Dicho valor sacado de la Figura 2-34 se denomina “precio llave en mano de la instalación”, debido a que incluye todos los costes asociados a los materiales, instalación, conexiones, impuestos etc. (todos los gastos necesarios para disponer de la instalación totalmente operativa).

Habiendo obtenido dicho dato, resultó sencillo a continuación calcular el precio inicial de la instalación por edificio a través de la Ecuación 3-7:

$$C_{inicial} = C_{llave} \cdot P^*$$

Ecuación 3-7 Cálculo del coste inicial de una instalación fotovoltaica en un edificio.

Donde

- $C_{inicial}$ es el coste inicial total de la instalación para un edificio.
- C_{llave} es el precio llave en mano de una instalación genérica ($1,6 \frac{\text{€}}{Wp}$).
- P^* es la potencia de pico instalada en el edificio.

Aplicando esta fórmula a cada edificio se calcularon los costes iniciales asociados a cada uno de ellos mediante un documento Excel. A modo de ejemplo se expondrá a continuación el cálculo realizado para el edificio de Jefatura de Instrucción “Príncipe de Asturias”:

$$C_{edificio} = C_{llave} \cdot P^* = 1,6 \frac{\text{€}}{Wp} \cdot 143964 Wp = 230342 \text{ €}$$

Por lo tanto, el precio inicial de la instalación en el edificio “Príncipe de Asturias” será de 230.342 €. Debe destacarse que dicho precio no constituye un resultado exacto, sino una estimación en base a los datos del estudio consultado ([27]). Por esta razón se decidió tomar un valor conservador para no obtener un valor erróneamente positivo.

Una vez calculado el coste inicial de la instalación en cada edificio, se calculó la inversión inicial global sumando todos los valores obtenidos.

3.5.3 Costes de mantenimiento y operación

Además de los gastos asociados con la inversión inicial, que se corresponden con los necesarios para obtener, instalar y poner en operación el sistema fotovoltaico, deben tenerse en cuenta los gastos que aparecen durante la vida útil de la instalación. Éstos se denominan costes de mantenimiento y operación, y engloban los gastos derivados del mantenimiento del sistema, seguros, gestión y alquiler.

Según un estudio realizado por la EOI (Escuela de Organización Industrial), la evolución de los costes anuales de mantenimiento y operación para instalaciones de tejado seguirá la tendencia apreciable en la Figura 3-34 [21].

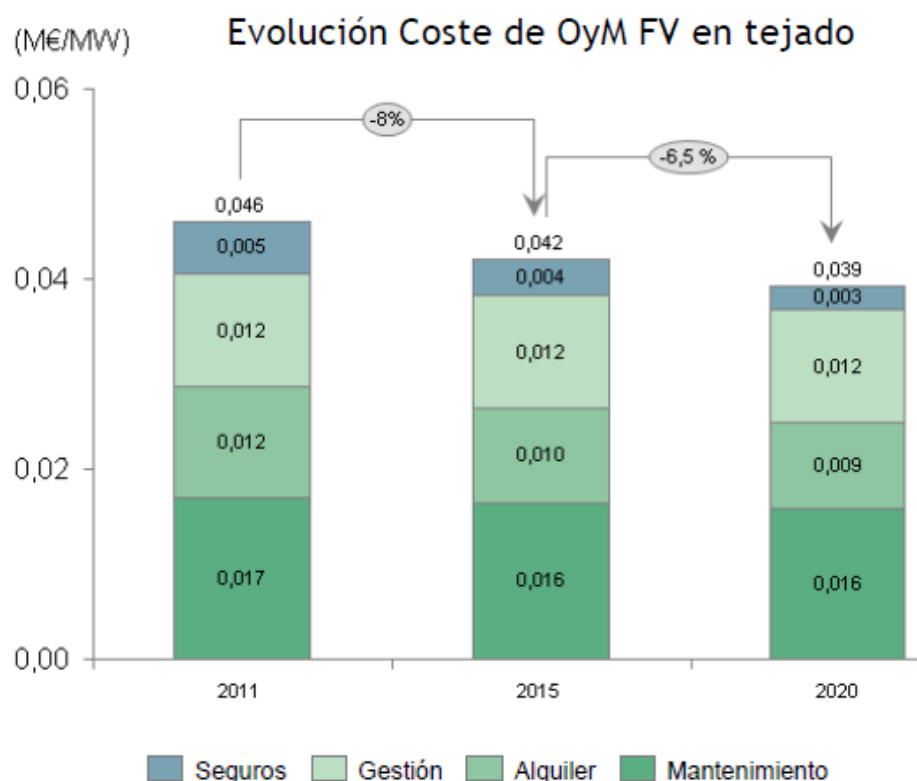


Figura 3-34 Evolución de los costes de operación y mantenimiento de una instalación fotovoltaica en tejado [21].

La Figura 3-34 ofrece dos datos que sirvieron para estimar los gastos de operación y mantenimiento de todos los edificios. El primero de ellos es el precio por Wp (eje vertical), que permitió calcular el coste tras multiplicarlo por la potencia de pico de la instalación. El segundo dato es la tendencia que siguen los costes. Al no ser un dato continuo en el tiempo sino que va disminuyendo anualmente, no sería una estimación válida que calculásemos los costes teniendo en cuenta su valor en el año 2015. Suponiendo que el sistema se instalase en el año 2016, se estima que su vida útil será de 25 años y por lo tanto dure hasta el año 2041. Consecuentemente, en los cálculos se usó el valor de los costes para la mitad de su vida media, es decir, los costes de operación y mantenimiento en el año 2028. Representando los costes en 2011, 2015 y 2020 en un diagrama de dispersión de puntos en una hoja de cálculo de Excel, pudo obtenerse una línea de tendencia lineal que permitió estimar el coste del mantenimiento en años futuros.

Tras realizar el diagrama mencionado, se obtuvo la Ecuación 3-8 para la recta de tendencia:

$$y = -0,0007704918x + 1,5951311475$$

Ecuación 3-8 Fórmula de la línea de tendencia del coste de operación y mantenimiento de una instalación fotovoltaica.

Sustituyendo en dicha fórmula la variable “X” por el año 2028, obtendremos en la variable “Y” el coste de operación y mantenimiento medio estimado de la instalación durante todo su ciclo de vida.

$$y = -0,0007704918 \cdot 2028 + 1,5951311475 = 0,033 \frac{\text{€}}{\text{Wp}}$$

Una vez hallado este valor, se repitió el procedimiento seguido para el cálculo de la inversión inicial. Se calculó el coste de mantenimiento y operación para cada edificio mediante la Ecuación 3-9:

$$C_{OyPedificio} = C_{OyP} \cdot P^*$$

Ecuación 3-9 Cálculo del coste de operación y mantenimiento de una instalación fotovoltaica.

Donde

- $C_{OyPedificio}$ es el coste de mantenimiento y operación de la instalación para un edificio.
- C_{OyP} es el coste de mantenimiento y operación de una instalación genérica ($0,033 \frac{\text{€}}{\text{Wp}}$ según la estimación realizada sobre la Figura 3-34).
- P^* es la potencia de pico instalada en el edificio.

Aplicando esta fórmula a cada edificio se calcularon los costes anuales de mantenimiento y operación asociados a cada uno de ellos mediante un documento Excel. A modo de ejemplo se expone a continuación el cálculo realizado para el edificio de Jefatura de Instrucción “Príncipe de Asturias”:

$$C_{OyPedificio} = C_{OyP} \cdot P^* = 0,033 \frac{\text{€}}{\text{Wp}} \cdot 215946 \text{ Wp} = 7126 \text{ €}$$

Por lo tanto, el precio anual estimado de operación y mantenimiento de la instalación en el edificio “Príncipe de Asturias” será de 7126 €

Una vez calculado el coste anual de operación y mantenimiento de la instalación en cada edificio, se calculó el coste global sumando todos los valores obtenidos.

Posteriormente, se multiplicó dicho coste anual global por 25 para obtener el coste de mantenimiento total de la instalación a lo largo de su vida útil, la cual se estima será de 25 años.

3.5.4 Cargos debidos al Real Decreto 900/2015

A continuación se tuvo en cuenta el peaje que establece el Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las nuevas condiciones administrativas, técnicas y económicas de las instalaciones fotovoltaicas. Esta normativa, de reciente aprobación, ha creado una gran polémica en torno a la energía fotovoltaica, pues ha originado un régimen de impuestos considerablemente más duro que el existente previamente como medida disuasoria para preservar el buen funcionamiento económico de la electricidad tradicional. En este apartado se aplicará dicha normativa a la instalación propuesta, de forma que se conozca el impacto económico que supondría además de los gastos ya calculados anteriormente.

El Real Decreto (RD) establece dos modalidades de autoconsumo diferenciadas entre sí, que tendrán dos regulaciones distintas en cuanto a impuestos. Las características de cada modalidad se exponen a continuación:

- Modalidad de autoconsumo de tipo 1. Las instalaciones en esta modalidad no deberán superar los 100 kWp de potencia, y la suma de las potencias instaladas de generación será igual o inferior a la potencia contratada por el consumidor. Además, deberán cumplir los requisitos técnicos especificados en el resto de normativas, y no requieren darse de alta en el registro como instalación de producción. En esta modalidad de autoconsumo, la energía eléctrica vertida a la red no será retribuida económicamente.
- Modalidad de autoconsumo de tipo 2. No existirá límite de potencia instalada en esta modalidad de autoconsumo. Sin embargo, la suma de las potencias instaladas de las instalaciones de producción será igual o inferior a la potencia contratada por el consumidor. En

el caso de que existan varias instalaciones, el titular de todas y cada una de ellas deberá ser la misma persona física o jurídica. Además, deberán cumplir los requisitos técnicos contenidos en la normativa del sector eléctrico y en la reglamentación de calidad y seguridad industrial que se aplique en cada caso, y se deberán inscribir en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica. En esta modalidad de autoconsumo, la energía vertida a la red por excedentes de producción se pagará según la normativa en vigor.

Según las características expuestas, la instalación propuesta se encuadraría en la modalidad de autoconsumo de tipo 2, puesto que la potencia instalada es significativamente mayor que 100 kWp, y puede cumplir todos los requisitos de la modalidad de tipo 2.

El RD establece entonces dos cargos de distinta índole que deberán calcularse para cada instalación, un cargo fijo y un cargo variable. A continuación se expone la aplicación de cada uno en relación a la instalación propuesta:

- Cargo variable por el autoconsumo horario. Su cuantía depende de la energía eléctrica generada y autoconsumida por la instalación. Quedan exentas únicamente las instalaciones aisladas, por lo que la instalación propuesta (de conexión a red) deberá abonar dicho cargo. El cálculo del cargo variable se hizo según la Tabla 3-7, contenida en el RD en cuestión. En dicha tabla se pueden observar distintas tarifas (columna de la izquierda) que dependen de la potencia contratada por el consumidor. En el caso del presente trabajo se aplicará la tarifa 3.0, al necesitar una potencia contratada superior a 15 kW.

Peaje de acceso	Cargo transitorio por energía autoconsumida (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A ($P_c \leq 10$ kW)	0,049033					
2.0 DHA ($P_c \leq 10$ kW)	0,063141	0,008907				
2.0 DHS ($P_c \leq 10$ kW)	0,063913	0,009405	0,008767			
2.1 A ($10 < P_c \leq 15$ kW)	0,060728					
2.1 DHA ($10 < P_c \leq 15$ kW)	0,074079	0,018282				
2.1 DHS ($10 < P_c \leq 15$ kW)	0,074851	0,021301	0,014025			
3.0 A ($P_c > 15$ kW)	0,029399	0,019334	0,011155			
3.1A (1 kV a 36 kV)	0,022656	0,015100	0,014197			
6.1A (1 kV a 30 kV)	0,018849	0,016196	0,011534	0,012518	0,013267	0,008879
6.1B (30 kV a 36 kV)	0,018849	0,013890	0,010981	0,011905	0,012871	0,008627
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	0,020138	0,016194	0,011691	0,011696	0,011996	0,008395
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0,022498	0,017414	0,012319	0,011824	0,011953	0,008426
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0,018849	0,013138	0,010981	0,011104	0,011537	0,008252

Tabla 3-7 Cargo variable sobre el autoconsumo horario de aplicación a partir del año 2016 [33].

Además, los distintos períodos que se observan (del 1 al 6) se corresponden con diferentes franjas horarias en diferentes tipos de días (laborables, festivos, etc.) que vienen recogidos en la Circular 3/2014, de 2 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (Figura 3-35 y Tabla 3-8).

- i. Tipo A: De lunes a viernes no festivos de temporada alta.
- ii. Tipo B: De lunes a viernes no festivos de temporada media.
- iii. Tipo C: De lunes a viernes no festivos de temporada baja.
- iv. Tipo D: Sábados, domingos, festivos y 6 de enero.

Figura 3-35 Tipos de días a efectos de la aplicación de los peajes de los peajes del sector eléctrico [34].

Periodo Horario	Tipo de día			
	Tipo A	Tipo B	Tipo C	Tipo D
P1	De 10h a 14h De 18h a 22h	–	–	–
P2	De 8h a 10h De 14h a 18h De 22h a 24h	–	–	–
P3	–	De 10h a 14h De 18h a 22h	–	–
P4	–	De 8h a 10h De 14h a 18h De 22h a 24h	–	–
P5	–	–	De 8h a 24h	–
P6	De 0h a 8h	De 0h a 8h	De 0h a 8h	De 0h a 24h

Tabla 3-8 Horarios a aplicar por tipo de día en la Península, Baleares y Canarias a efectos de la aplicación de los peajes del sector eléctrico [34].

El cálculo exacto del importe del cargo variable para la instalación propuesta no es posible si se desea tener en cuenta todos los períodos que se contemplan, pues no se dispone del número de días de cada tipo que se darán. Por lo tanto, para el presente estudio se hizo una estimación conservadora, que en ningún caso será menor que el importe real del impuesto. Dicha estimación se realizó suponiendo que el cargo transitorio por energía autoconsumida será en todos los casos el correspondiente al Período 1, el cual cuenta con el cargo más alto. De esta forma, de la Tabla 3-7 se pudo extraer el dato que permitió el cálculo del cargo variable anual: $0,029399 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$.

Conocido este dato, bastó realizar un sencillo cálculo mediante la Ecuación 3-10 expuesta a continuación para obtener el importe del impuesto por término variable:

$$I_{\text{variable}} = CT_{\text{variable}} \cdot E_{\text{año}}$$

Ecuación 3-10 Cálculo del cargo variable derivado del RD 900/2015.

Donde

- I_{variable} es el importe correspondiente al cargo variable anual para la instalación propuesta en la ENM (€).
- CT_{variable} es el cargo transitorio por energía autoconsumida correspondiente al cargo variable de aplicación para la instalación propuesta en la ENM ($\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$).
- $E_{\text{año}}$ es la energía eléctrica producida por la instalación propuesta en el período de un año, calculada en el apartado 3.4.4 (kWh).

Si se desea obtener el coste total que supondría el cargo variable para la totalidad de la vida útil de la instalación, bastaría con multiplicar el coste anual obtenido por 25, teniendo en cuenta que el ciclo de vida de este tipo de instalaciones suele durar 25 años.

- Cargo fijo de potencia. Además del cargo variable, el RD especifica un cargo fijo por potencia en su Disposición Transitoria Primera. Dicho cargo se detalla en la Tabla 3-9 Cargo fijo de

potencia derivado del RD 900/2015 [33]. contenida en la página 94900 del RD, en función de la tarifa contratada y del período de tarificación.

NT	Peaje de acceso	Cargo fijo (€/kW)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
BT	2.0 A ($P_c \leq 10$ kW)	8,989169					
	2.0 DHA ($P_c \leq 10$ kW)	8,989169					
	2.0 DHS ($P_c \leq 10$ kW)	8,989169					
	2.1 A ($10 < P_c \leq 15$ kW)	15,390453					
	2.1 DHA ($10 < P_c \leq 15$ kW)	15,390453					
	2.1 DHS ($10 < P_c \leq 15$ kW)	15,390453					
	3.0 A ($P_c > 15$ kW)	32,174358	6,403250	14,266872			
AT	3.1 A (1 kV a 36 kV)	36,608828	7,559262	5,081433	0,000000	0,000000	0,000000
	6.1A (1 kV a 30 kV)	22,648982	8,176720	9,919358	11,994595	14,279706	4,929022
	6.1B (30 kV a 36 kV)	16,747077	5,223211	7,757881	9,833118	12,118229	3,942819
	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	9,451587	1,683097	4,477931	6,402663	8,074908	2,477812
	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	9,551883	2,731715	3,994851	5,520499	6,894902	1,946805
	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	3,123313	0,000000	1,811664	3,511473	4,991205	1,007911

Tabla 3-9 Cargo fijo de potencia derivado del RD 900/2015 [33].

Sin embargo, al contrario de lo que se podría pensar, el cargo fijo indicado en la Tabla 3-9 no debe multiplicarse por la potencia pico de la instalación para obtener el importe. La potencia que debe utilizarse es el resultado de restar la llamada potencia de aplicación de cargos y la potencia a facturar a efectos de aplicación de peajes de acceso.

La potencia a facturar a efectos de la aplicación de peajes de acceso es la potencia que se factura en el suministro, por lo que en la inmensa mayoría de los casos coincide con la potencia contratada.

La potencia de aplicación de cargos es un concepto nuevo que se explica en el Anexo I del citado RD. En dicho anexo se exponen tres supuestos, de los cuales el que incumbe al presente trabajo es el supuesto A. El supuesto A engloba aquellas instalaciones que cuenten con un contador que registre la energía consumida total por el consumidor asociado. Las instalaciones de más de 100 kWp están obligadas por ley a contar con dicho contador, por lo que la instalación propuesta pertenece a este grupo. En este supuesto, el RD especifica que la potencia de aplicación de cargos coincide con la potencia contratada, de forma que el cálculo del cargo fijo de potencia para la instalación de la ENM será:

$$P_{\text{cargos fijos}} = P_{\text{aplicación cargos}} - P_{\text{a facturar}} = P_{\text{contratada}} - P_{\text{contratada}} = 0$$

Ecuación 3-11 Cálculo del cargo fijo de potencia derivado del RD 900/2015.

Por lo tanto, el cargo fijo de potencia en el caso de la instalación de la ENM es nulo.

De los cálculos anteriores se desprende que el impuesto correspondiente a la instalación del presente estudio es equivalente al importe del cargo variable por autoconsumo horario. Debe destacarse que el modo en que se calculan los cargos tanto fijos como variables se especifica en el RD como “transitorio”, lo que significa que puede cambiar a lo largo del tiempo.

3.5.5 Amortización de la instalación

Una vez calculados los costes, se procedió al cálculo del tiempo de retorno de la inversión realizada. Dicho cálculo resulta de un gran interés debido a que constituye el principal indicador para determinar si el proyecto es rentable económicamente.

Para el estudio de la amortización se utilizarán dos parámetros ampliamente utilizados por todo tipo de empresas para determinar la viabilidad de proyectos. Estos parámetros son el Valor Actual Neto (NPV de sus siglas en inglés) y la Tasa de Ahorro-Inversión (SIR de sus siglas en inglés). El NPV consiste en un balance de gastos e ingresos en el que se tiene en cuenta la inflación y los intereses de un hipotético préstamo para hacer frente a la inversión. El SIR es un coeficiente asociado al anterior parámetro que relaciona también los gastos y los beneficios [35].

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{Beneficios}{(1+i)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{Costes}{(1+i)^t}$$

Ecuación 3-12 Cálculo del parámetro Valor Actual Neto.

$$SIR = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{Beneficios}{(1+i)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{Costes}{(1+i)^t}}$$

Ecuación 3-13 Cálculo del parámetro Saving-to-Investment ratio.

Donde

- Costes son los gastos calculados anualmente para los 25 años de vida de la instalación.
- Beneficios son los ingresos recibidos anualmente durante 25 años gracias a la instalación.
- t es el año correspondiente a los gastos y beneficios calculados, contados desde 0 a 25.
- i es el “real discount rate”, factor que tiene en cuenta la inflación y por lo tanto permitirá actualizar al presente el valor de los costes e ingresos de años futuros.

En primer lugar es necesario definir lo que se ha considerado como costes y beneficios para el cálculo de los parámetros económicos:

- Costes. Consisten en la inversión inicial, contabilizada únicamente en el año 0, y los costes de mantenimiento y operación y los impuestos, los cuales se contabilizaron anualmente a partir del año 1.
- Beneficios. Son los ingresos procedentes de la venta de la electricidad producida y vertida a red contabilizados anualmente a partir del año 1. Es necesario puntualizar que se asume que toda la electricidad producida se vende, siendo el consumo eléctrico de la ENM independiente del cálculo de la amortización de la instalación. Otra opción podría ser asumir que parte de la electricidad producida se utiliza para satisfacer la demanda de la ENM, debiendo considerar entonces el ahorro conseguido (lo que se deja de pagar por comprar esa electricidad, la cual ahora se produce en la propia ENM) como un coste negativo, es decir, un beneficio. Como el precio de compra de la electricidad es igual al precio de venta, el balance final sería el mismo. Como existe la posibilidad de que en el futuro el precio de venta se incremente, se tomó el primer supuesto en el que toda la electricidad producida se vende. Los ingresos se calcularon multiplicando el precio de la luz por la electricidad anual producida en kWh. El precio de la electricidad se sitúa actualmente en torno a los $0,18 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$, aunque dicho precio fluctúa

dependiendo de la hora del día. Para la realización de cálculos se ha tomado como valor medio 0,18 más un 21% de IVA, por lo que el valor final fue $0.21 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$ ([36]).

El “real discount rate” o i se calculó mediante la Ecuación 3-14:

$$i = \frac{(1+i_n)}{(1+i_f)} - 1$$

Ecuación 3-14 Cálculo del “real discount rate”.

Donde

- i_n es el tipo de interés correspondiente al préstamo destinado a hacer frente a los gastos. En este caso es 0 debido a que se supuso que el proyecto sería financiado por el Ministerio de Defensa y por tanto no se contrataría un préstamo a una entidad bancaria.
- i_f es el valor de la inflación del país. Se tomó el valor de la media de las inflaciones obtenidas en España cada año desde 2009 hasta 2015, obteniendo como resultado una inflación del 1,18% [37].

Tras la aplicación de la fórmula se obtuvo que $i = -0,01166$.

Para el cálculo de los parámetros no se tuvo en cuenta la tendencia del precio de la electricidad, que es ascendente como se observa en la Figura 3-36. El aumento del precio favorecería la rentabilidad de la instalación pues se aumentarían los beneficios, pero adoptando una postura conservadora se consideró que se mantendrá constante durante los 25 años.

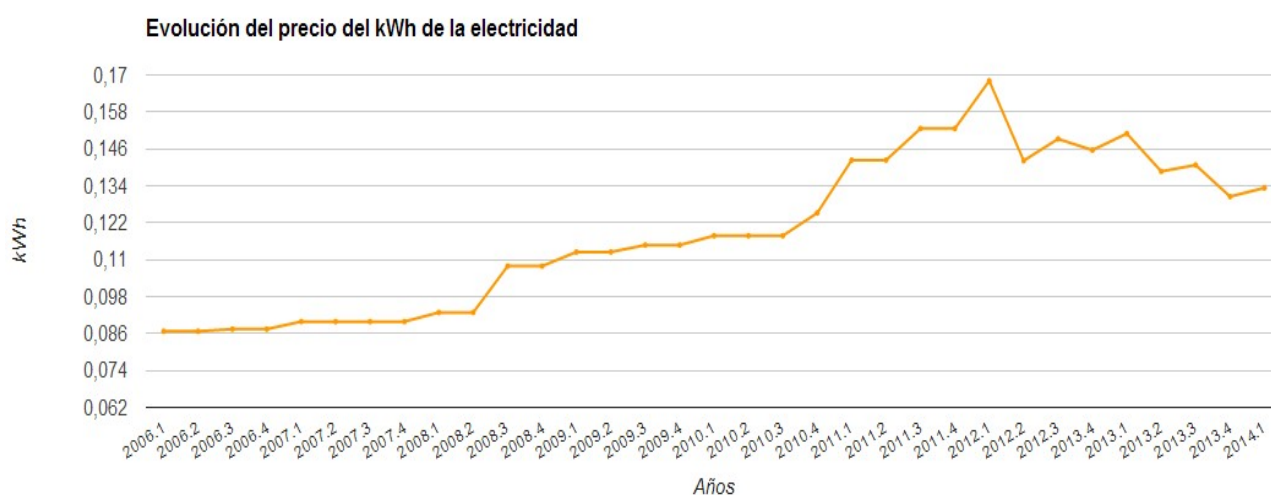


Figura 3-36 Evolución del precio del kWh de la electricidad [38].

El valor del NPV indicará cuánto dinero se habrá ganado al terminar la vida útil de la instalación. Si el valor es negativo, significará que se ha perdido dinero y por lo tanto el proyecto no es rentable. Si es positivo, la inversión es rentable. Además de calcularlo para el año 25, se calculó el NPV y el SIR para cada año teniendo en cuenta los costes y beneficios hasta ese momento, de forma que el año en el que el NPV pase de ser negativo a positivo será el año en el que la instalación estará amortizada. Dichos cálculos se realizaron mediante una hoja de cálculo de Excel.

Tras obtener los valores de NPV y SIR se realizó un gráfico de líneas de tiempo frente a dinero, en el que se representan los costes con una línea roja y los beneficios con una verde a lo largo de los 25 años de vida útil. El punto en el que se cortan ambas líneas es el punto de amortización, a partir del cual se ha recuperado la inversión.

3.5.6 Análisis de sensibilidad

Una vez realizado el cálculo de la amortización y rentabilidad del proyecto, se pasó a efectuar un análisis de sensibilidad, que consiste en variar diversos parámetros que influyen en los resultados económicos de la instalación de forma que se pueda estimar como afecta cada variable a los resultados y qué pasaría si alguna de ellas se modifica en el futuro.

Por lo tanto se realizó dicho análisis observando la variación del NPV y del SIR, para apreciar si la instalación deja de ser rentable o si aumenta o disminuye sus beneficios tras las variaciones.

Las variables seleccionadas para dicho análisis fueron las que afectan directamente a los resultados y además son susceptibles de sufrir cambios durante la vida útil de la instalación. Fueron:

- El precio de venta de la electricidad. Afecta a los beneficios obtenidos y, como ya se ha indicado anteriormente, sufre fluctuaciones, además de tener una tendencia ascendente en el tiempo.
- Rendimiento del panel (η_{panel}). Se ha supuesto un panel con eficiencia del 15% como valor genérico para paneles de capa delgada, aunque es posible que en una hipotética instalación real se escoja un panel con otro valor de eficiencia. Un cambio en la eficiencia modifica la potencia de pico y por tanto la energía eléctrica producida, lo que afecta tanto a costes como a beneficios.
- Precio “llave en mano” de la instalación. Este parámetro tiene una tendencia descendente en el tiempo, y su valor se ha estimado en función del mercado actual. Sin embargo en el futuro se irá reduciendo cada vez más, a un ritmo difícil de predecir. Afecta a la inversión inicial necesaria para instalar el sistema fotovoltaico.
- Costes de operación y mantenimiento. Al igual que el parámetro anterior, los costes asociados al mantenimiento y operación de la instalación tienen una tendencia descendente y se reducen cada año.
- Real discount rate (i). Esta variable depende de la inflación de España a lo largo de la vida útil de la instalación. Afecta al valor actual de las ganancias previstas para años futuros.

Tras seleccionar las variables, se empleó la hoja de cálculo de Excel utilizada para el cálculo descrito en el apartado 3.5.5 para calcular las variaciones en el NPV y SIR al modificar las variables. Cada una de las variables se redujo y se aumentó en un 25, 50 y 75 % y se anotaron los valores obtenidos para NPV y SIR. Tras esto, se representaron todas las tendencias del NPV según las cinco variables en un gráfico, repitiendo después el proceso para el SIR.

4 RESULTADOS

4.1 Comentarios generales

Tras describir detalladamente en el Desarrollo los diferentes procedimientos, métodos, mediciones, simulaciones y cálculos realizados a lo largo del trabajo, se expondrán en el presente apartado los resultados obtenidos a partir de todos esos procesos. Se procederá a interpretar y analizar dichos resultados, para posteriormente poder sacar unas conclusiones finales del trabajo.

4.2 Diseño 3D

4.2.1 Modelado de edificios

Como resultado del proceso de modelado descrito en el apartado 3.2.6, se expondrán a continuación los modelados tridimensionales finales de los edificios seleccionados para la estimación del potencial fotovoltaico que se usaron posteriormente para efectuar la simulación (Figura 4-1 a Figura 4-8). Debe señalarse que en este apartado solo se expondrán los modelados llevados a cabo por el autor de este trabajo, mientras que los modelados correspondientes al autor de [39] se utilizarán en la simulación posterior pero no se muestran aquí por no haberse realizado en el desarrollo de este trabajo.

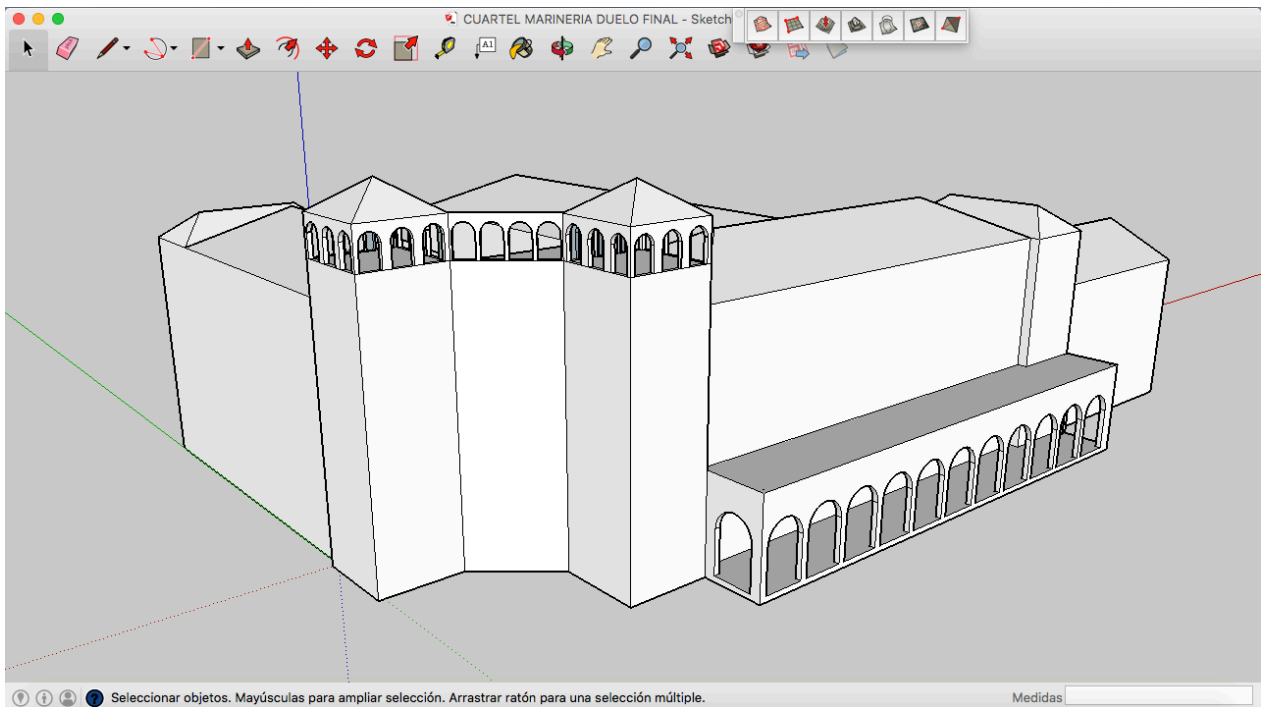


Figura 4-1 Modelado tridimensional del Cuartel de marinería “Méndez Núñez” de la Escuela Naval Militar.

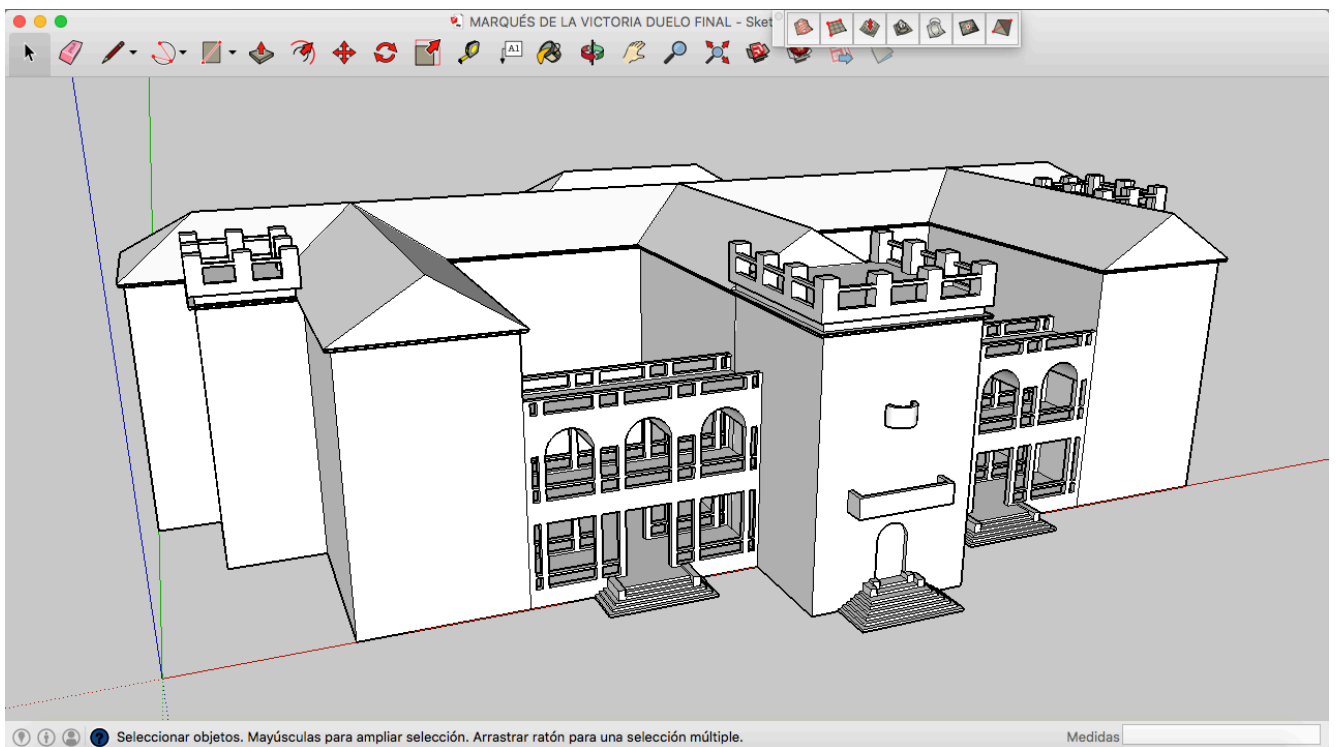


Figura 4-2 Modelado tridimensional del Cuartel de alumnos “Marqués de la Victoria” de la Escuela Naval Militar.

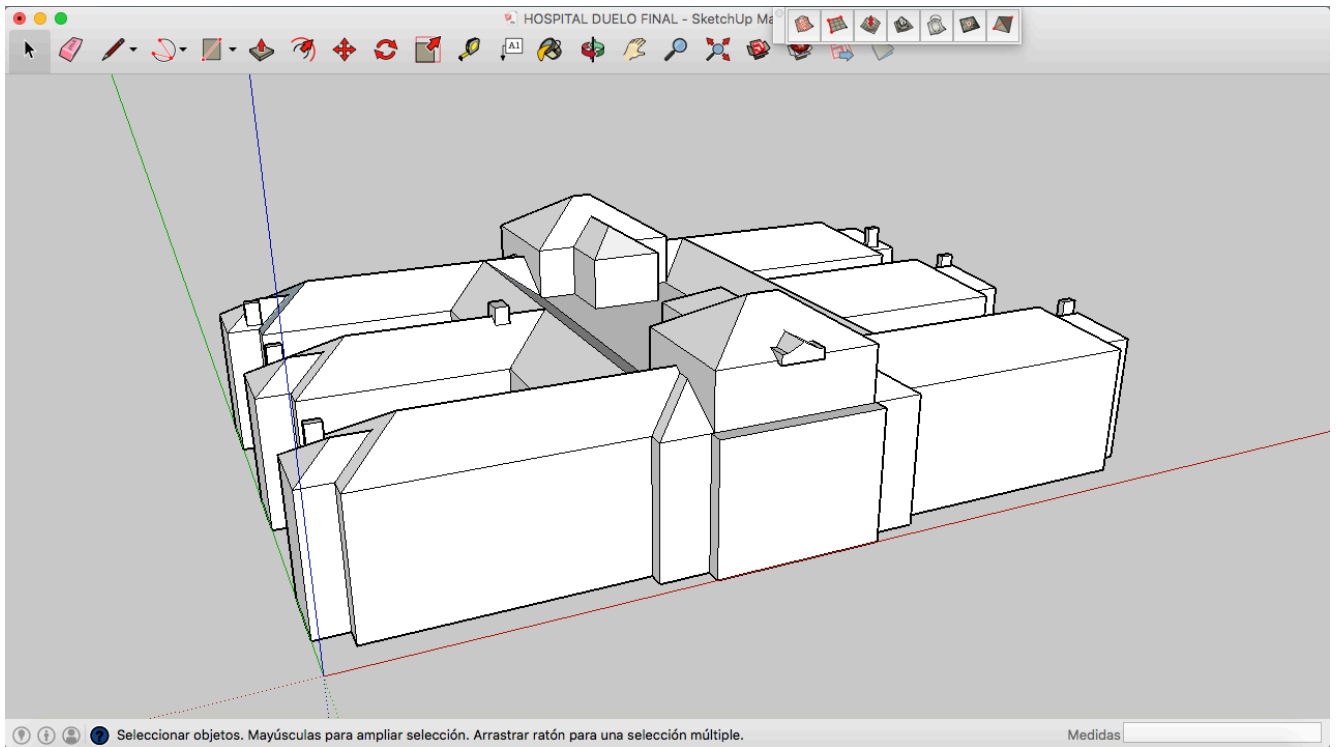


Figura 4-3 Modelado tridimensional del Hospital de la Escuela Naval Militar.

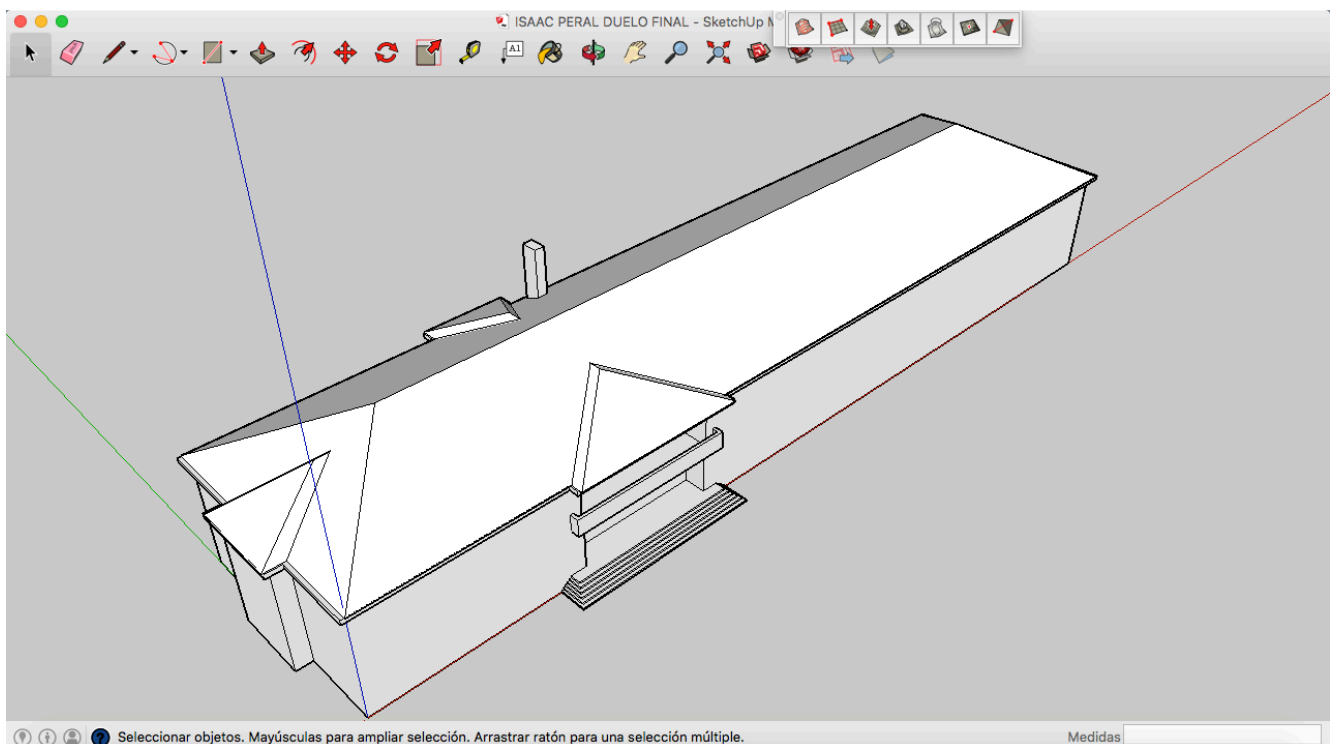


Figura 4-4 Modelado tridimensional del Edificio de aulas “Isaac Peral” de la Escuela Naval Militar.

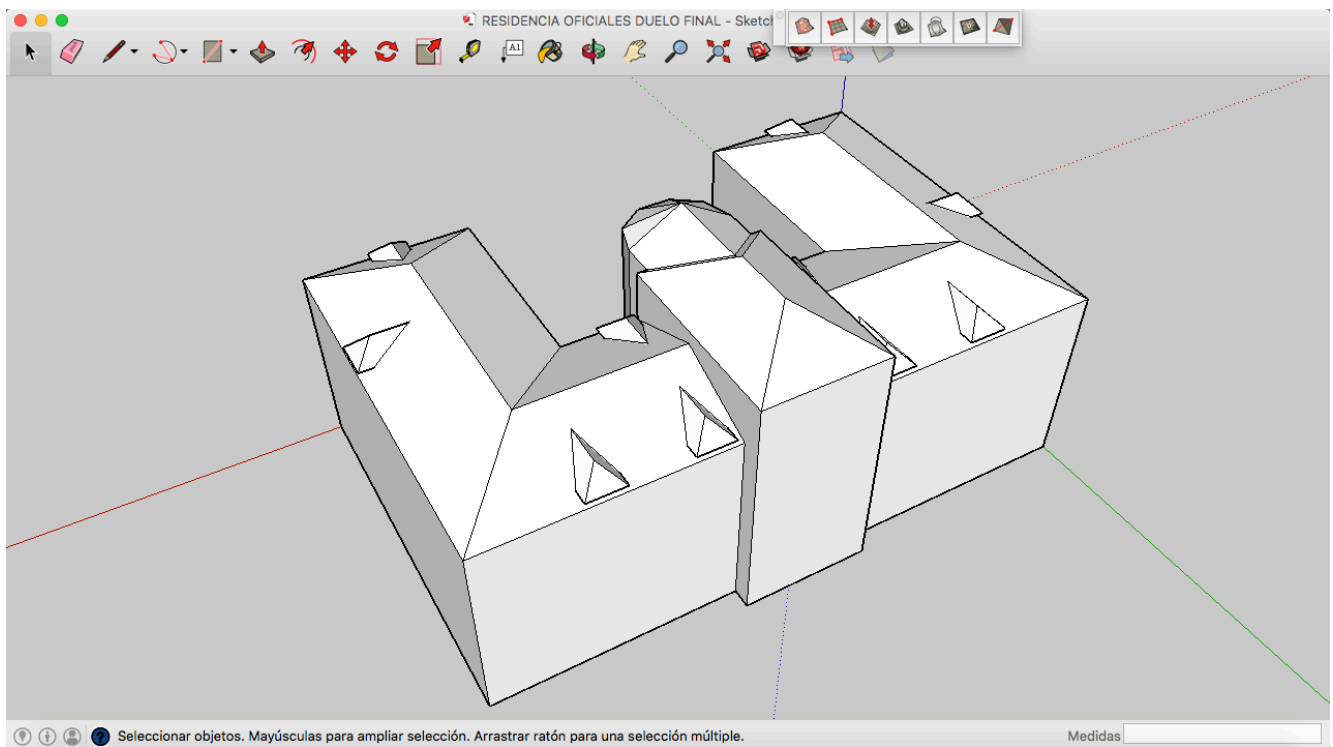


Figura 4-5 Modelado tridimensional de la Residencia de oficiales “Javier Quiroga” de la Escuela Naval Militar.

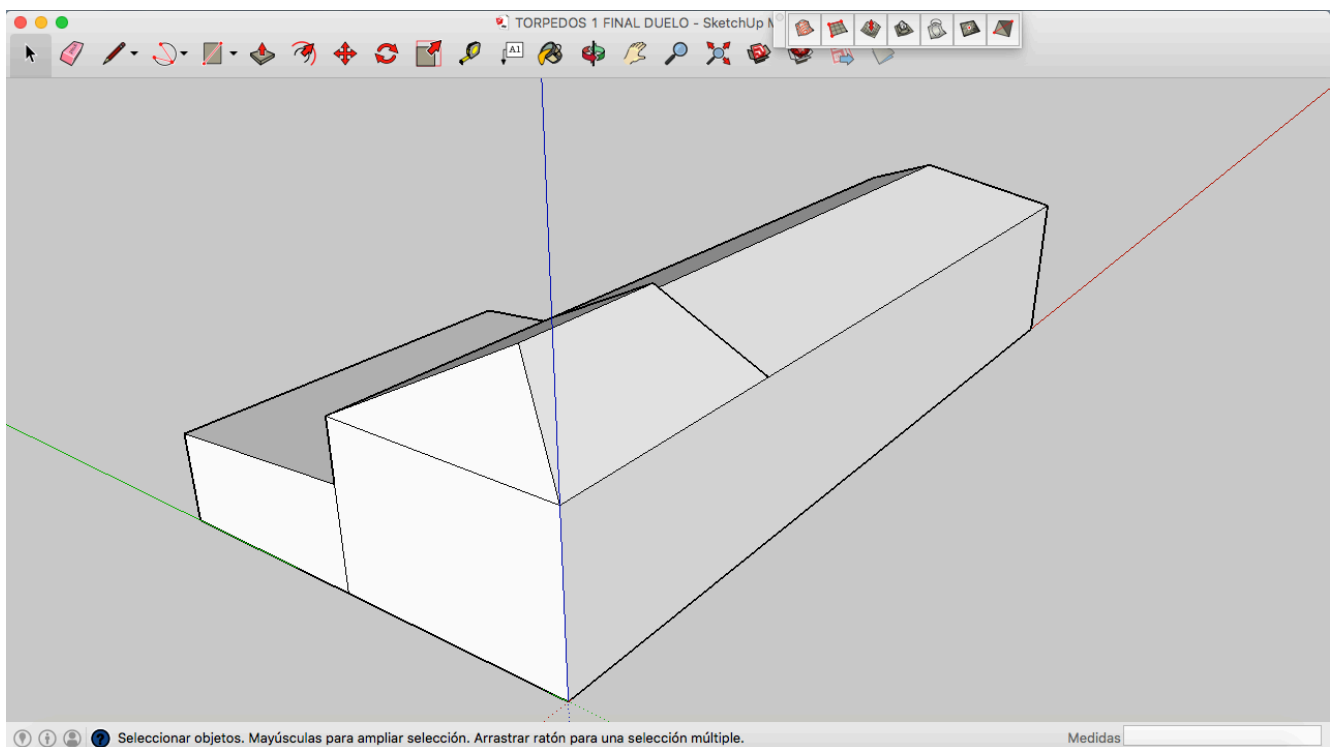


Figura 4-6 Modelado tridimensional del Edificio 1 del muelle de torpedos de la Escuela Naval Militar.

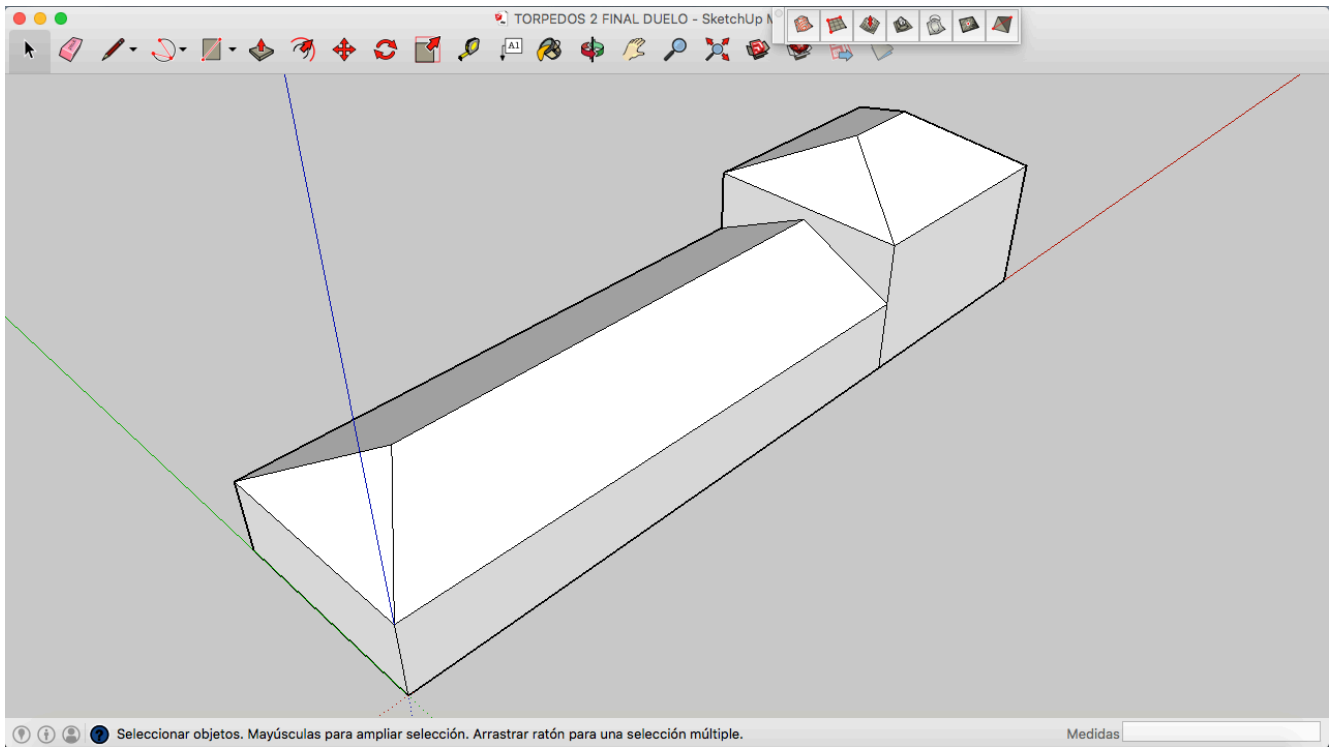


Figura 4-7 Modelado tridimensional del Edificio 2 del muelle de torpedos de la Escuela Naval Militar.

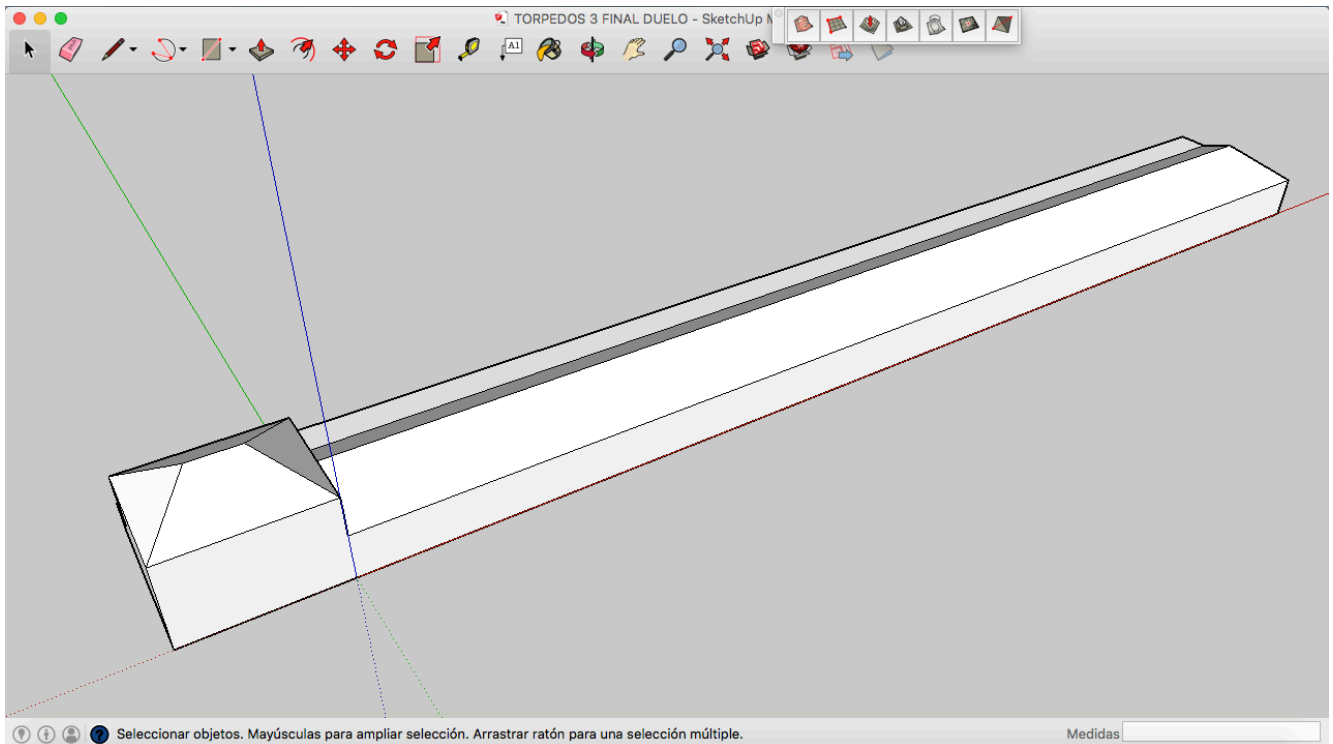


Figura 4-8 Modelado tridimensional del Edificio 3 del muelle de torpedos de la Escuela Naval Militar.

4.2.2 Geolocalización y geometría del terreno

En la Figura 4-9 se puede observar el resultado del proceso llevado a cabo para añadir la localización geográfica al modelo, así como para añadir la geometría del terreno.

La opción añadir localización de SketchUp permitió la colocación y orientación de los edificios de manera precisa, y se consiguió proporcionar la altura correcta a cada edificio mediante la geometría del terreno, que reprodujo con exactitud la montaña que nace en la zona sur de la ENM.

El resultado es apto para la simulación en la que se obtuvo la irradiación solar incidente sobre los edificios.

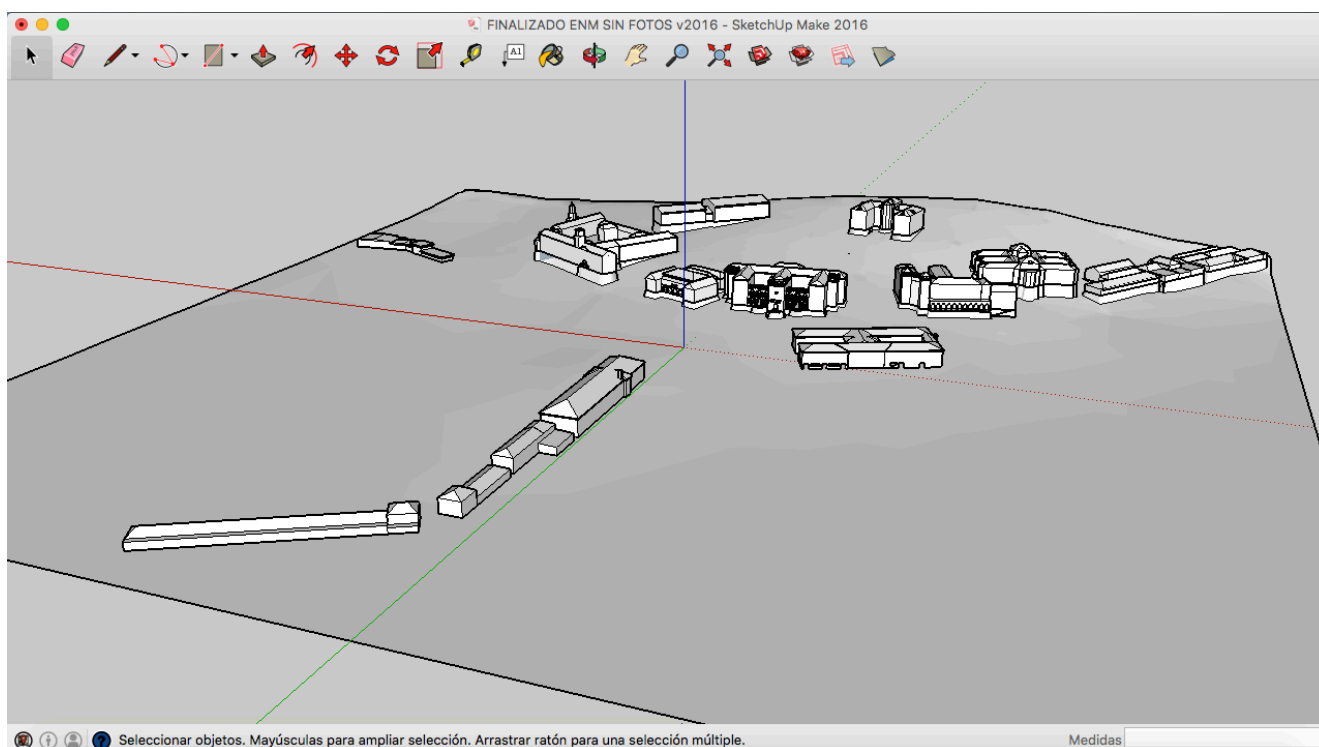


Figura 4-9 Modelo tridimensional de la Escuela Naval Militar, incorporando localización geográfica y geometría del terreno.

4.3 Simulación

4.3.1 Inserción de paneles fotovoltaicos en las cubiertas

El software Skelion permitió la inserción de paneles fotovoltaicos sobre los tejados de los edificios de manera satisfactoria. El objetivo era poder simular la irradiación incidente sobre las cubiertas, por lo que se necesitaba que la distribución de paneles ocupase la máxima superficie posible de tejado. Como se puede observar en la Figura 4-10, en el caso del edificio de aulas “Isaac Peral” así como en los demás, los paneles ocupan la inmensa mayoría de la superficie del tejado, permitiéndonos realizar una simulación bastante precisa. La elección de un panel genérico de 1 m^2 de área se demostró acertada, así como los parámetros elegidos para definir la distribución, ya que la distribución de paneles fue uniforme y completa.

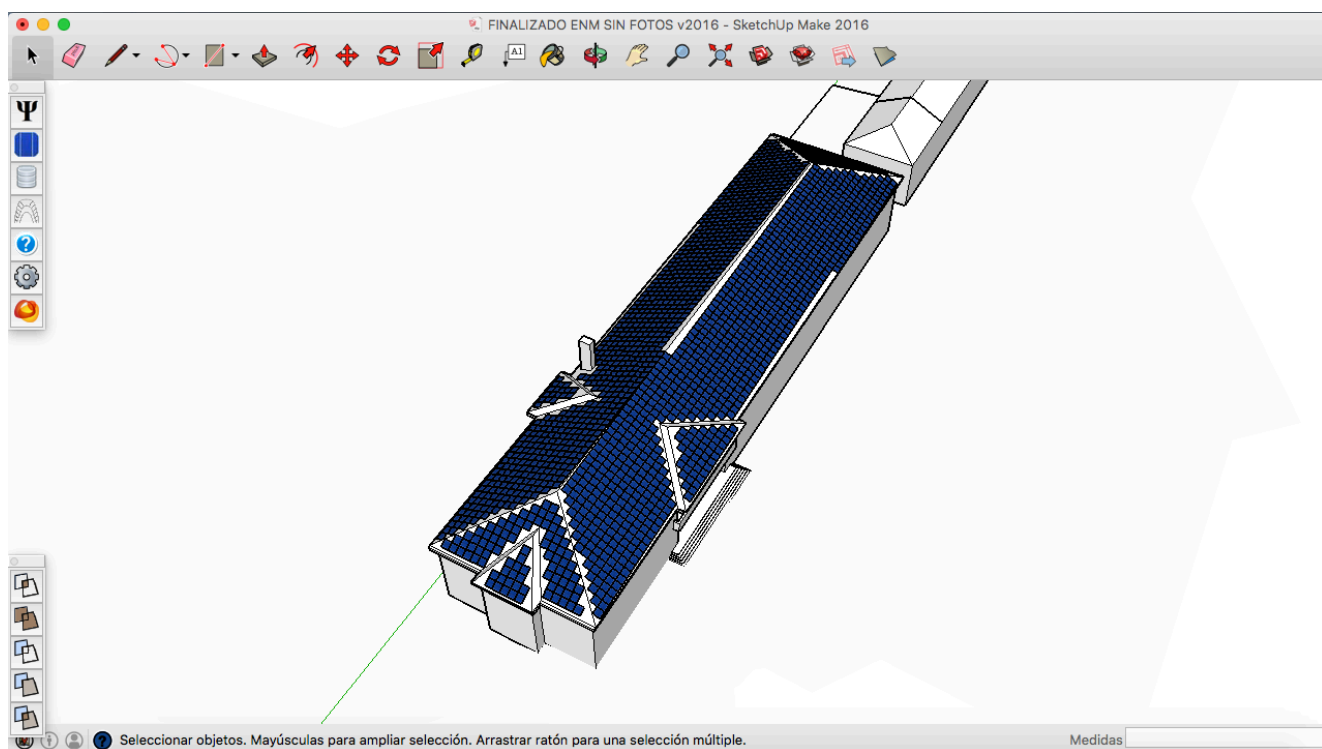


Figura 4-10 Resultado de la inserción de paneles en el tejado del Edificio de aulas “Isaac Peral” mediante el software Skelion.

4.3.2 Simulación con PVGIS

La herramienta online PVGIS, según el procedimiento descrito en el apartado 3.3.5, permitió simular correctamente los datos de irradiación necesarios para el estudio energético. Dichos datos se recopilaban en una hoja de cálculo de Excel que contiene la irradiación mensual de cada cara del tejado de cada edificio, así como la irradiación total anual. En los Anexos II y III se pueden consultar estos datos.

4.4 Estudio energético

4.4.1 Superficie de tejado

Para el cálculo tanto de la irradiación solar ponderada como de la potencia de pico de la instalación era necesario calcular previamente la superficie de tejado de cada edificio como se indica en el apartado 3.4.4. Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 4-1.

Cabe destacar las considerables diferencias existentes entre los edificios de mayor superficie y los de menor área de tejado. A menor superficie, menor espacio para la instalación de paneles por lo que la capacidad para producir energía eléctrica será menor. Sin embargo la irradiación solar global, a pesar de calcularse mediante un coeficiente que incluye la superficie de tejado, no dependerá del tamaño del edificio puesto que se expresa en $\frac{kWh}{m^2}$.

Superficie total de tejado de cada edificio	
Edificio	$S_{tejado} (m^2)$
Aula 14	128,87
Barrio Industrial Sur	317,04
Barrio Industrial Talleres	1392,48
Bazar	132,4
Casino de alumnos	1856,03
Cuartel Francisco Moreno	3135,27
Cuartel Marinería	2202,84
Cuartel Marqués de la Victoria	2696,67
Edificio correos	645,88
Edificio CUD	1554,51
Edificio Dep. Táctica	858,72
Hospital	2171,89
Imprenta	350,3
Isaac Peral	2242,11
Jefatura de Estudios	677,9
Jefatura de Instrucción	1439,64
Lavandería	513,4
Polideportivo	2463,22
Residencia Oficiales	1212,79
Sección de Obras	1207,56
Taller de automóviles 1	414,66
Taller de automóviles 2	1138,28
Torpedos 1	771,12
Torpedos 2	604,67
Torpedos 3	1885,02
Túnel del Viento	247,05

Tabla 4-1 Superficie de tejado de cada edificio analizado de la ENM.

4.4.2 Análisis de la irradiación solar

4.4.2.1 Irradiación solar anual por edificio

Tras los cálculos para obtener los valores de irradiación solar anual ponderados para cada edificio, se obtuvieron los resultados visibles en la Tabla 4-2, ordenados de mayor a menor irradiación.

Edificio	Irradiación solar anual incidente ($\frac{kWh}{m^2}$)
Túnel del Viento	1615
Jefatura de Instrucción	1566
Polideportivo	1543
Cuartel Francisco Moreno	1527
Torpedos 1	1516
Torpedos 2	1512
Taller de automóviles 2	1507
Sección de Obras	1505
Edificio CUD	1504
Imprenta	1498
Cuartel Marinería	1495
Isaac Peral	1494
Residencia Oficiales	1493
Edificio correos	1487
Barrio Industrial Talleres	1486
Edificio Dep. Táctica	1485
Lavandería	1485
Torpedos 3	1474
Cuartel Marqués de la Victoria	1466
Taller de automóviles 1	1456
Hospital	1443
Casino de alumnos	1441
Jefatura de Estudios	1437
Bazar	1410
Aula 14	1402
Barrio Industrial Sur	1391

Tabla 4-2 Irradiación solar anual incidente sobre los tejados de los edificios de la ENM.

Como se puede ver, los valores oscilan entre los 1350 y los 1650 $\frac{kWh}{m^2}$ aproximadamente, los cuales constituyen valores habituales para la zona en la que se ubica la ENM y las características de tamaño y orientación de los edificios. Incluso podría afirmarse que los valores obtenidos para los edificios como el Túnel del viento, Jefatura de instrucción o el Polideportivo son considerablemente altos. Para comparar entre sí las irradiaciones recibidas por los distintos edificios, se han realizado dos diagramas de barras, en los que aparece cada edificio con su correspondiente irradiación ordenados por orden alfabético y posteriormente ordenados de mayor a menor irradiación (Figura 4-11 y Figura 4-12). Como se puede apreciar, en general no existen grandes disparidades en los edificios, aunque resulta llamativa la alta irradiación recibida en el Túnel del Viento, teniendo en cuenta que se encuentra muy próximo al edificio de Jefatura de estudios y orientado de forma similar, y su radiación es significativamente superior.

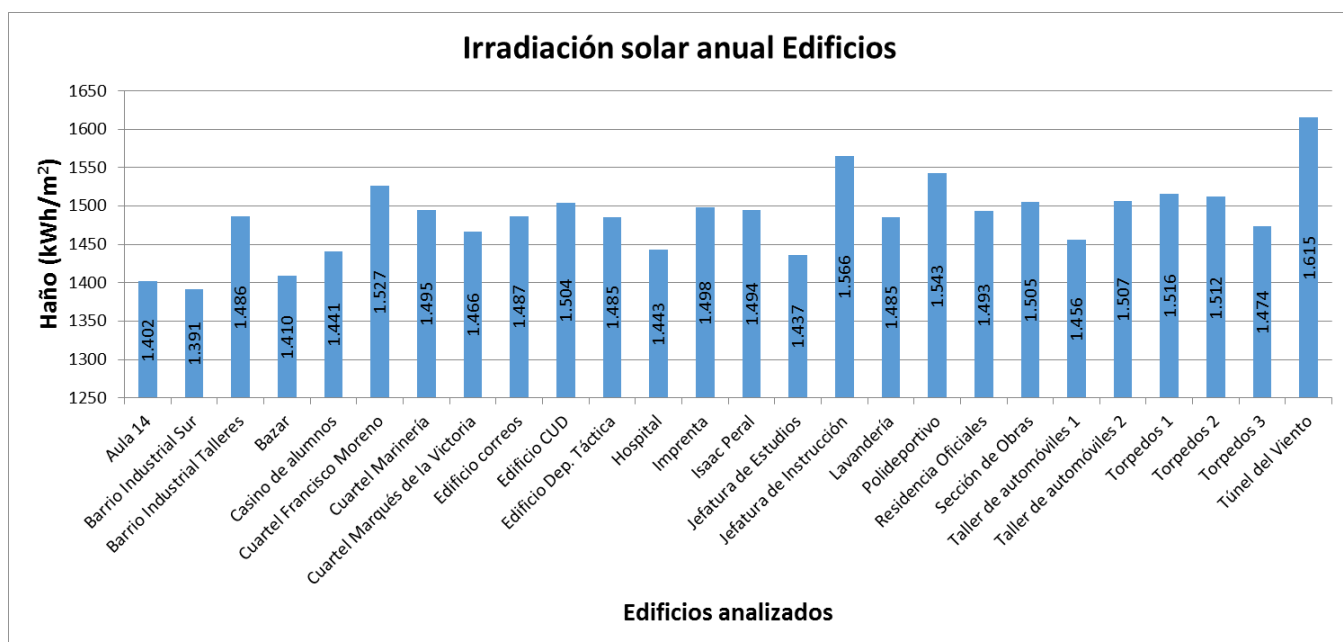


Figura 4-11 Diagrama de barras mostrando la irradiación solar anual incidente sobre cada edificio de la ENM.

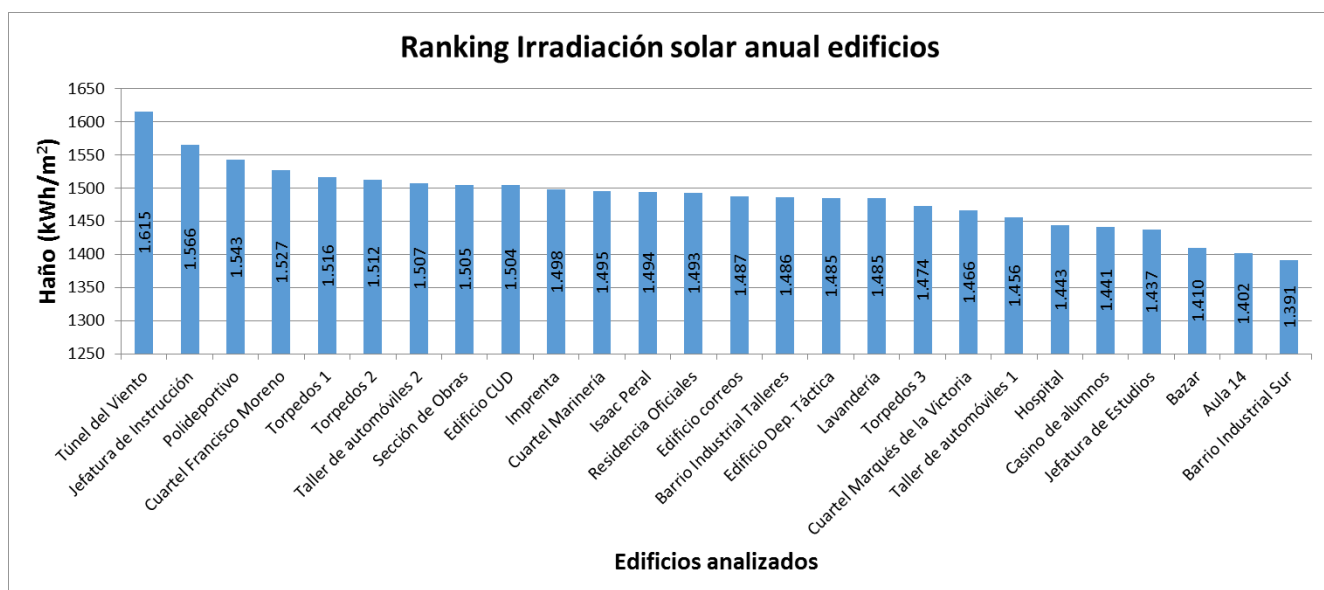


Figura 4-12 Diagrama de barras mostrando la irradiación solar anual incidente sobre cada edificio de la ENM, ordenados de mayor a menor irradiación recibida.

Otro aspecto llamativo de los resultados de la simulación es que no parece que éstos dependan de las zonas de la ENM en las que se encuentran los edificios. Los edificios están distribuidos por toda la

extensión de la ENM sin que exista una zona donde se concentren los de mayor o menor irradiación. En la Figura 4-14 se muestran los edificios analizados coloreados según una escala que denota la irradiación solar anual que reciben, y como se puede observar los valores de irradiación no dependen de la ubicación de los edificios. De este hecho puede extraerse la conclusión de que no existe ningún obstáculo que origine una zona “ciega”, ni ninguna zona que esté particularmente expuesta al sol con respecto a las demás. Por lo tanto, las diferencias en la irradiación solar que reciben los edificios tendrán su origen principalmente en la orientación e inclinación de los tejados. En la Figura 4-13 se muestra la escala de colores aplicada en la Figura 4-14 para apreciar visualmente la independencia de la irradiación recibida de los edificios respecto a su ubicación.

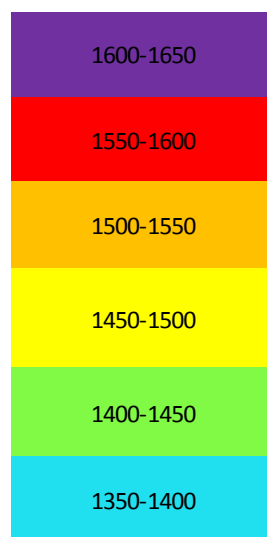


Figura 4-13 Escala de colores aplicada a la irradiación solar anual incidente en $\frac{kWh}{m^2}$ sobre los edificios.

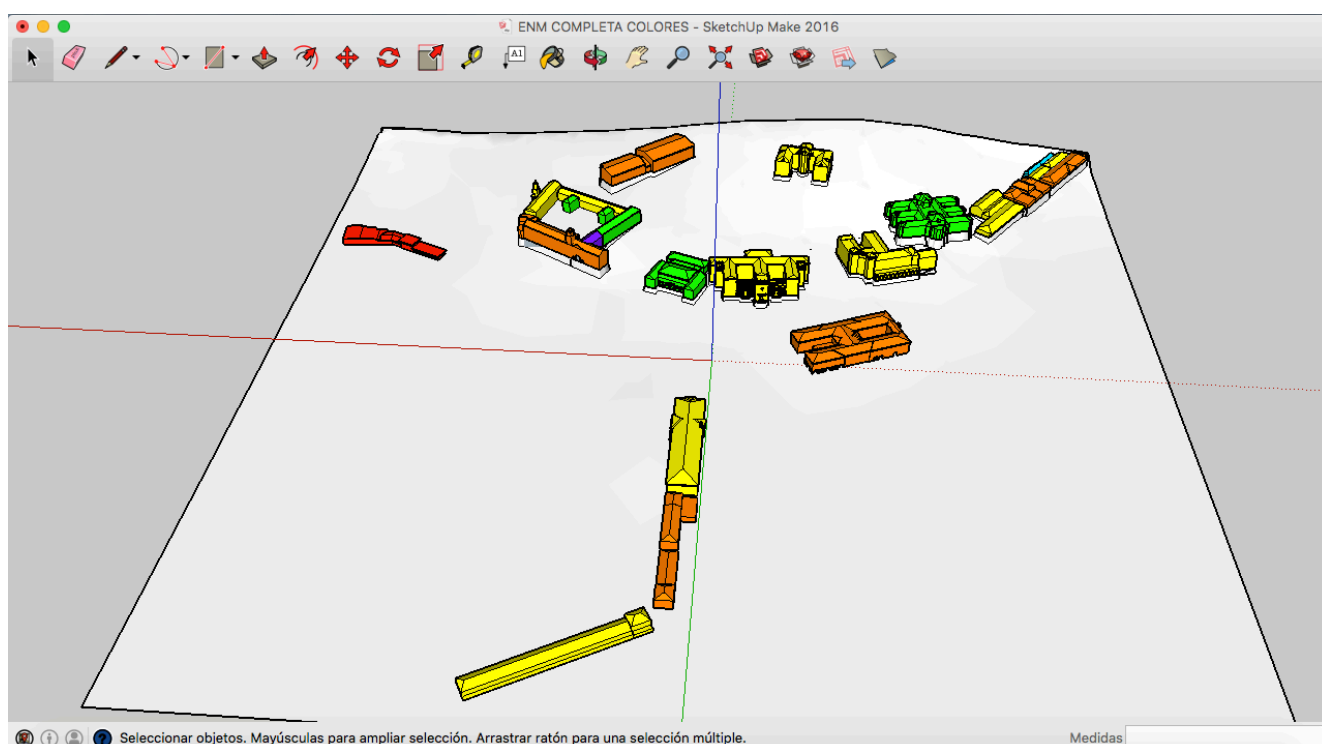


Figura 4-14 Distribución de los edificios analizados coloreados según los valores de irradiación solar incidente.

Además del análisis de los resultados de irradiación solar anual, se calcularon y representaron en un diagrama de barras las Horas Equivalentes de Sol (HES), que constituyen un parámetro

fundamental para el cálculo de la producción eléctrica de la instalación como se indica en el apartado 3.4.4. En la Figura 4-15 se pueden observar los resultados, destacando que, a pesar de tener el mismo valor numérico que la irradiación solar, sus unidades son diferentes.

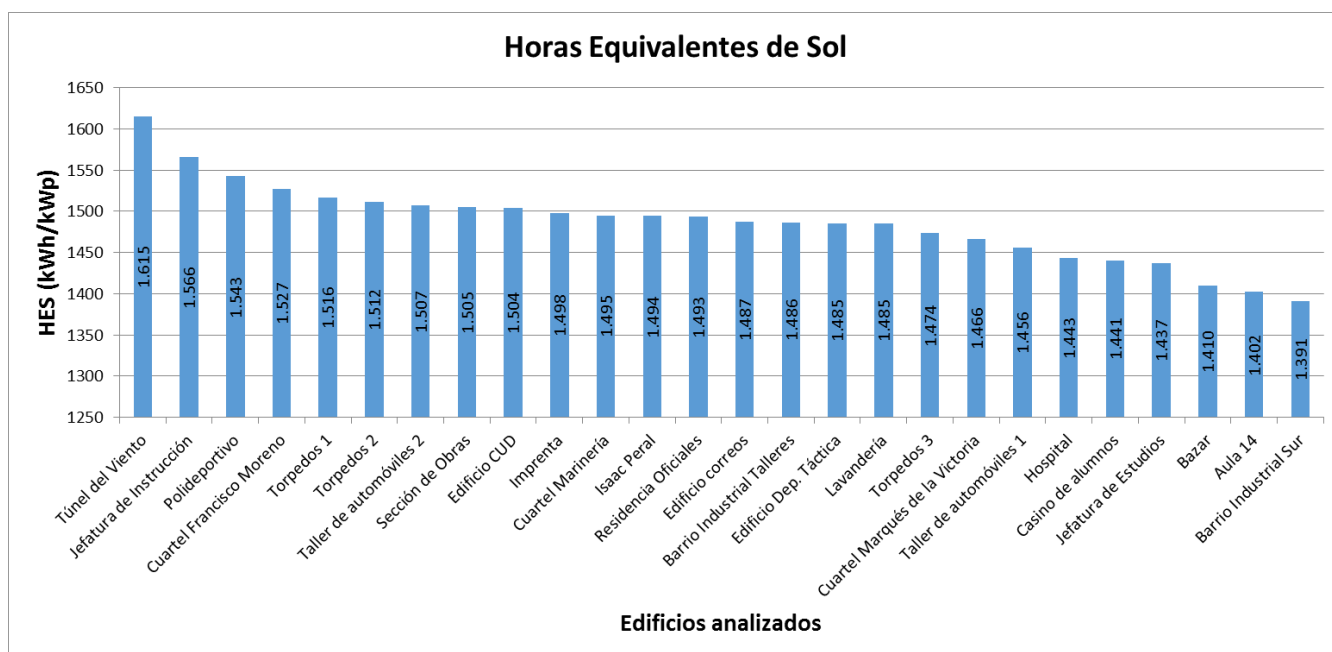


Figura 4-15 Diagrama de barras mostrando las Horas Equivalentes de Sol de cada edificio analizado de la ENM.

4.4.2.2 Irradiación solar mensual por edificio

Tras el cálculo de las irradiaciones incidentes en los edificios por meses, se agruparon los resultados en una hoja de Excel recogida en el Anexo III. Los resultados muestran las diferencias en la irradiación solar que recibe cada edificio según el mes, de forma que como era de esperar, durante los meses de verano los valores de irradiación fueron mayores y durante los meses de invierno menores. En concreto, el mes durante el cual todos los edificios recibieron la mayor cantidad de irradiación fue julio, mientras que diciembre siempre fue el mes de menor irradiación recibida. Los valores de irradiación mensual más altos varían entre los 185 y los $213 \frac{kWh}{m^2}$ en el mes de julio dependiendo del edificio, y los más bajos oscilan entre los 44 y los $53 \frac{kWh}{m^2}$ en el mes de diciembre.

A fin de realizar una comparativa entre los edificios y visualizar entre qué valores se mantienen las irradiaciones mensuales, se representaron los datos obtenidos sobre un diagrama de cajas y bigotes. En la Figura 4-16 se observa que los edificios de mayor irradiación anual (apartado 4.4.2.1) cuentan como es lógico con unos valores de irradiación mensual mayores a los demás, lo que demuestra que los resultados son coherentes. Además, se concluye de este diagrama que la distribución de la irradiación por meses es similar en todos los edificios. Cabe destacar también que la irradiación mensual media (punto amarillo en la Figura 4-16) se mantiene en todos los edificios entre los 125 y los $135 \frac{kWh}{m^2}$.

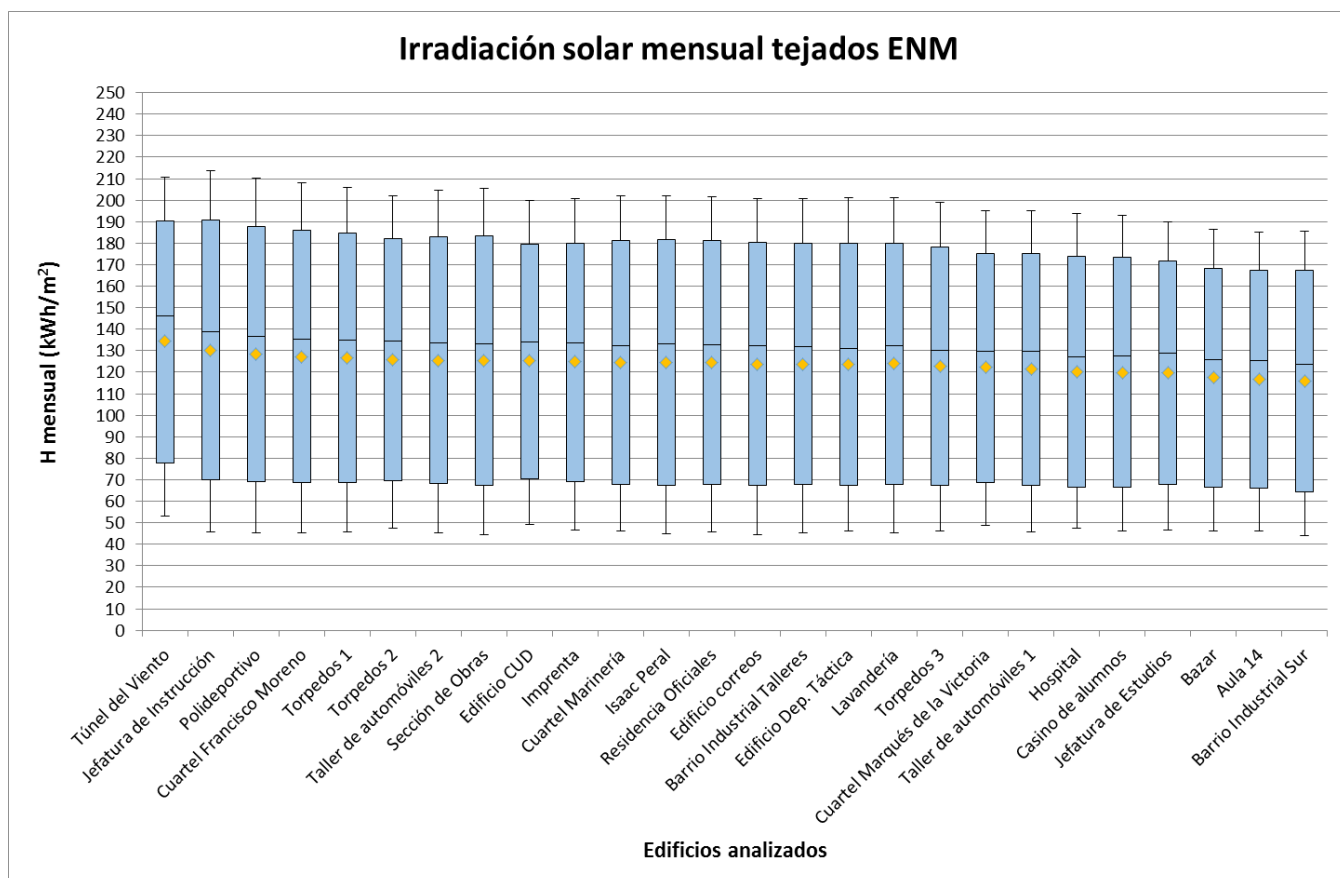


Figura 4-16 Diagrama de cajas y bigotes representando la irradiación mensual incidente sobre los edificios analizados de la ENM.

4.4.3 Potencia de pico de la instalación

Tras la realización del cálculo correspondiente a la potencia de pico de la instalación de cada edificio, se recogieron los resultados en la Tabla 4-3. Se observa que la potencia de pico varía mucho de un edificio a otro. Esto se debe fundamentalmente a la superficie de los tejados, de forma que los edificios que tienen mucha superficie disponible para la instalación contarán con mayor potencia de pico, pues se podrán instalar más paneles sobre él.

Las potencias de pico de los edificios oscilan entre los 19 y los 470 kWp, siendo el edificio con mayor potencia de pico el cuartel de alumnos “Almirante Francisco Moreno” y el edificio con menor potencia de pico el Aula 14 (Figura 4-17).

Sumando las potencias de pico de cada edificio obtenemos la potencia de pico de la instalación propuesta para la ENM. El resultado es una potencia de pico de 4839 kWp o, lo que es lo mismo, 4,8 MWp. Se debe destacar que esta potencia es considerablemente alta teniendo en cuenta la postura conservadora adoptada durante los cálculos, y constituye un indicador de que la instalación puede dar un resultado satisfactorio. Sin embargo, debe tenerse en cuenta también que este valor corresponde al que se obtendría suponiendo que la instalación se llevase a cabo en los 26 edificios analizados y todos funcionasen a su máxima capacidad simultáneamente.

Potencia de pico (P*) instalada en cada edificio	
Edificio	P* (kWp)
Aula 14	19,3305
Barrio Industrial Sur	47,556
Barrio Industrial Talleres	208,872
Bazar	19,86
Casino de alumnos	278,4045
Cuartel Francisco Moreno	470,2905
Cuartel Marinería	330,426
Cuartel Marqués de la Victoria	404,5005
Edificio correos	96,882
Edificio CUD	233,1765
Edificio Dep. Táctica	128,808
Hospital	325,7835
Imprenta	52,545
Isaac Peral	336,3165
Jefatura de Estudios	101,685
Jefatura de Instrucción	215,946
Lavandería	77,01
Polideportivo	369,483
Residencia Oficiales	181,9185
Sección de Obras	181,134
Taller de automóviles 1	62,199
Taller de automóviles 2	170,742
Torpedos 1	115,668
Torpedos 2	90,7005
Torpedos 3	282,753
Túnel del Viento	37,0575

Tabla 4-3 Potencia de pico de la instalación fotovoltaica de cada edificio.

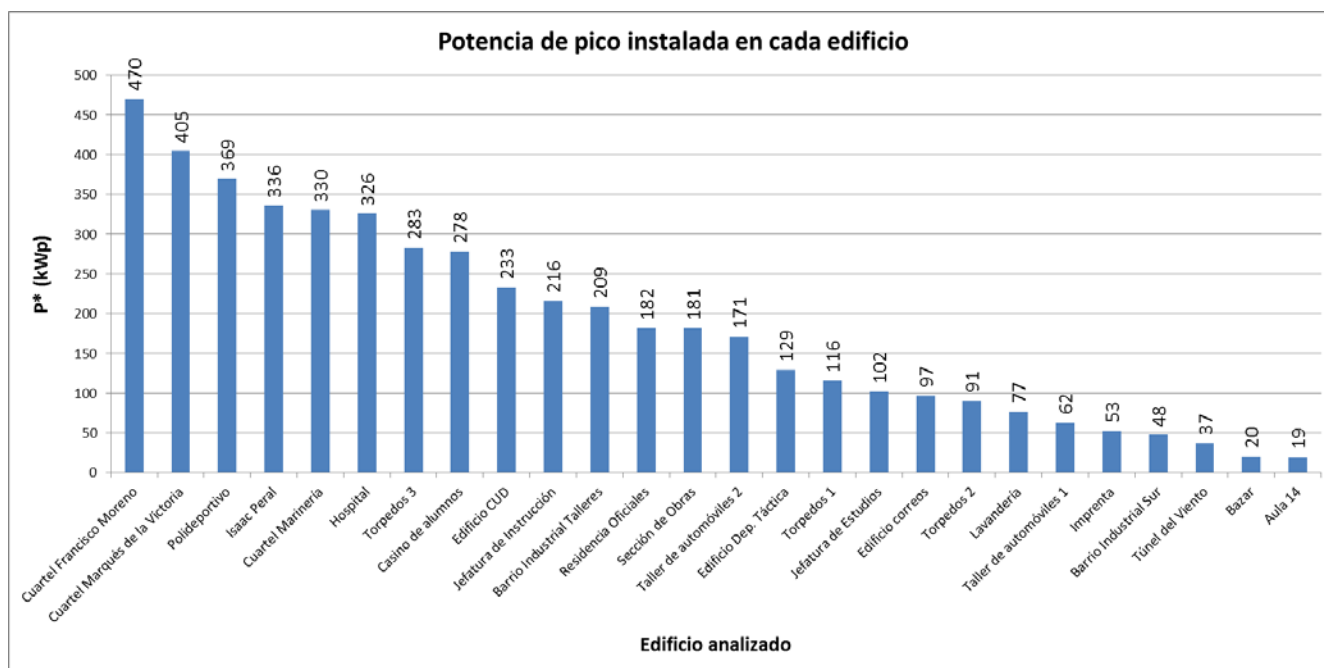


Figura 4-17 Diagrama de barras mostrando la potencia de pico instalada en cada edificio analizado.

4.4.4 Producción anual de energía eléctrica

Una vez conocidas las variables necesarias para calcular la energía eléctrica producida, se aplicó la fórmula descrita en el apartado 3.4.4 obteniendo los resultados mostrados en la Tabla 4-4 relativos a la electricidad producida por cada edificio en el período de un año.

Se puede apreciar cómo de nuevo los valores obtenidos para distintos edificios varían considerablemente. Esto se debe principalmente a dos factores: la potencia de pico de cada edificio y la irradiación solar incidente. Los diferentes valores de estas variables determinan las diferencias en la producción de electricidad para cada edificio.

La generación eléctrica varía entre los 502.583 kWh al año para el edificio más productivo (Cuartel de alumnos “Almirante Francisco Moreno”) y los 18.976 kWh al año para el edificio menos productivo (Aula 14). En la Figura 4-18 se muestra un diagrama de barras representando la producción eléctrica de todos los edificios ordenados de mayor a menor generación. Llama la atención que el orden seguido en el caso de la producción eléctrica es el mismo que el orden seguido en la Figura 4-17 en la que se ordena los edificios de mayor a menor potencia de pico. Este hecho demuestra que la variable determinante para la producción eléctrica de la instalación fotovoltaica es la potencia de pico de la misma, siendo un factor secundario la irradiación solar incidente. Por lo tanto, la generación eléctrica de una instalación fotovoltaica dependerá fundamentalmente de la cantidad de paneles fotovoltaicos (potencia de pico), y en menor medida de la ubicación y la orientación (irradiación solar).

Para conocer la generación eléctrica total anual de la instalación fotovoltaica completa de la ENM se sumaron las producciones eléctricas de cada edificio, obteniendo una producción eléctrica total de 5.057.527,825 kWh o, lo que es lo mismo, 5.057,53 MWh. Como era de esperar dado el resultado de la potencia de pico total expuesta en el apartado anterior, la producción eléctrica anual de la ENM mediante la instalación propuesta es destacablemente alta.

Generación eléctrica anual por edificio	
Edificio	$E_{\text{año}}$ (kWh)
Aula 14	18975,5263
Barrio Industrial Sur	46310,17071
Barrio Industrial Talleres	217334,7415
Bazar	19596,69016
Casino de alumnos	280754,9022
Cuartel Francisco Moreno	502583,2323
Cuartel Marinería	345715,4058
Cuartel Marqués de la Victoria	415234,0421
Edificio correos	100851,7981
Edificio CUD	245495,2378
Edificio Dep. Táctica	133895,916
Hospital	329155,5547
Imprenta	55091,88242
Isaac Peral	351801,2516
Jefatura de Estudios	102268,499
Jefatura de Instrucción	236681,9123
Lavandería	80051,895
Polideportivo	398951,8556
Residencia Oficiales	190142,1258
Sección de Obras	190800,8318
Taller de automóviles 1	63393,2208
Taller de automóviles 2	180130,5562
Torpedos 1	122760,4032
Torpedos 2	95988,64753
Torpedos 3	291657,8533
Túnel del Viento	41903,67233

Tabla 4-4 Generación eléctrica anual por edificio analizado en la ENM.

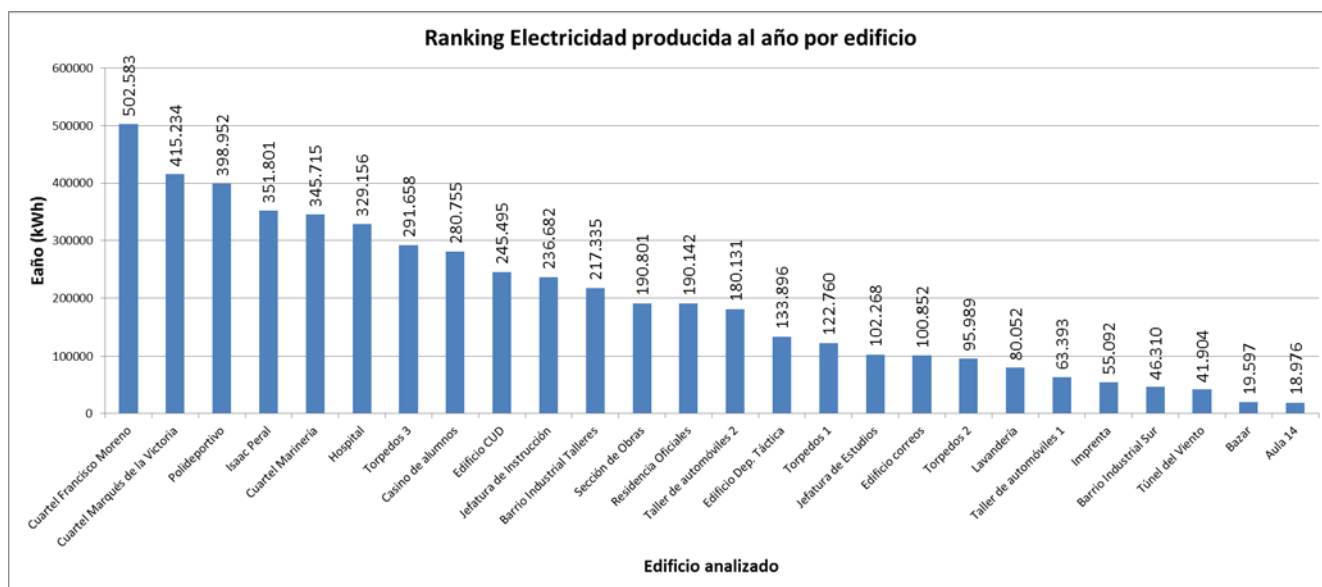


Figura 4-18 Diagrama de barras mostrando la producción eléctrica anual de cada edificio analizado.

4.4.5 Consumos eléctricos y ratio de autoabastecimiento

Conocida la cantidad de energía eléctrica producida por la instalación propuesta, se procedió a compararla con el consumo existente en la ENM, para conocer en qué grado la instalación satisface la demanda eléctrica. En primer lugar se calcularon los consumos anuales de los últimos 5 años a partir de los datos proporcionados por el Taller Eléctrico de la ENM, como se observa en la Tabla 4-5.

Demanda eléctrica anual de la ENM	
Año	DE_{anual} (kWh)
2011	3005260
2012	3024582
2013	2958117
2014	2980056
2015	3100004

Tabla 4-5 Demanda eléctrica anual de la ENM para los últimos 5 años.

Estos datos sirvieron para estimar la tendencia que sigue la demanda eléctrica de la ENM a lo largo del tiempo a través de un diagrama de dispersión de puntos (Figura 4-19). En este diagrama se generó una línea de tendencia que tiene una ligera pendiente ascendente, por lo que la demanda experimentará pequeños aumentos cada año. La fórmula que define dicha recta y nos permite estimar la demanda en años futuros es:

$$y = 14.496,2x - 26.167.246,8$$

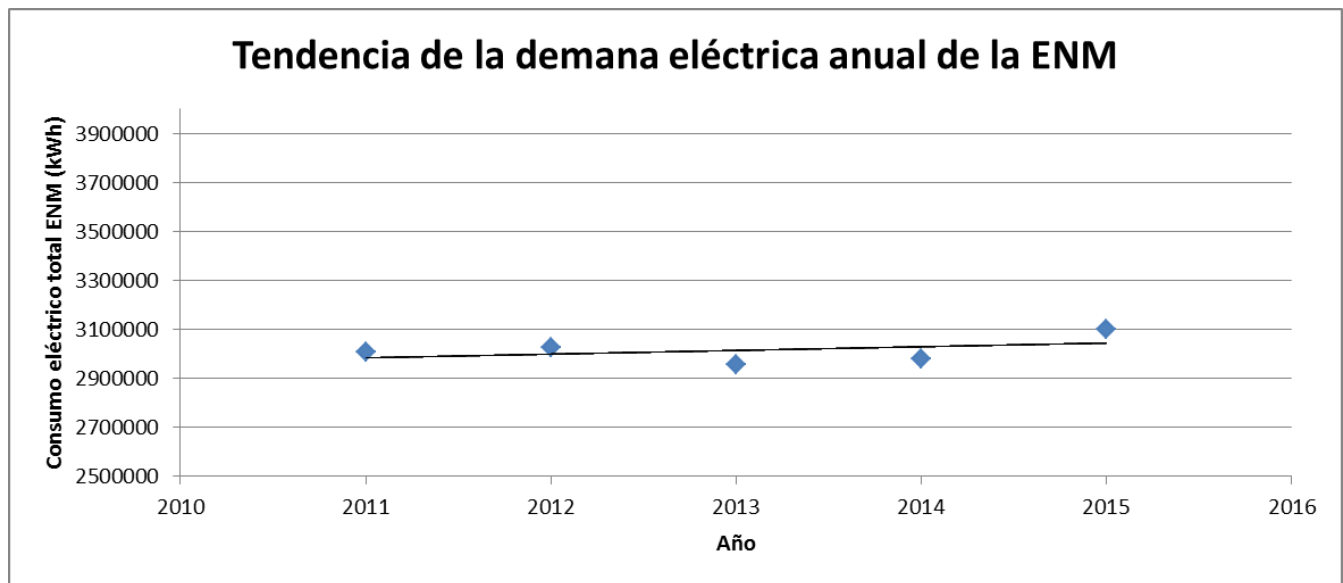


Figura 4-19 Diagrama de dispersión de puntos mostrando la tendencia de la demanda eléctrica anual de la ENM.

La vida útil de la instalación, como ya se ha señalado anteriormente, se estima de unos 25 años. Por lo tanto, suponiendo que la instalación se ejecutase en el año 2016, la instalación terminaría su ciclo de vida en el año 2041. En la Figura 4-20 se muestra un diagrama de barras en el que se compara el último consumo registrado (año 2015), la demanda estimada en 2041 y la producción eléctrica anual de la instalación, a fin de saber en qué medida la producción cubre la demanda.

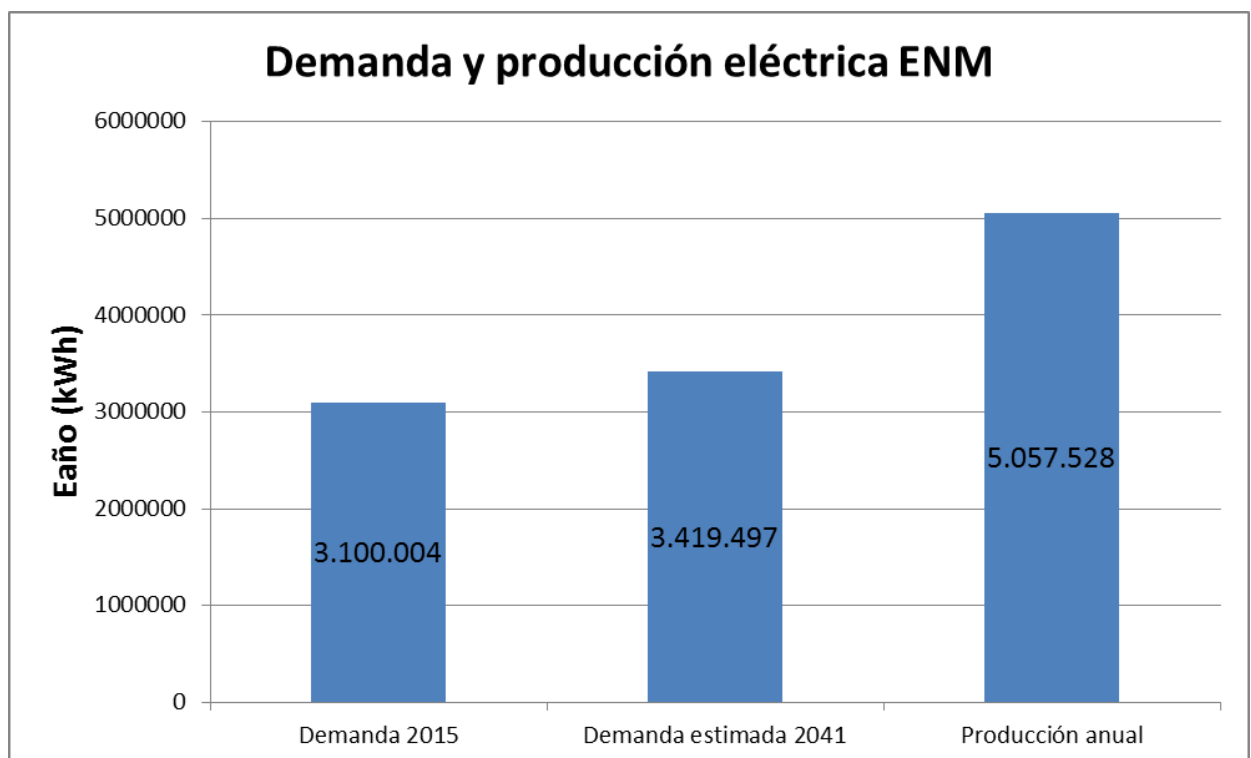


Figura 4-20 Diagrama de barras mostrando la demanda eléctrica de la ENM y la producción de la instalación FV.

En el diagrama se observa que la generación eléctrica supera al consumo eléctrico actual y futuro de la ENM holgadamente. Este dato es fundamental puesto que indica que la instalación propuesta

sería capaz de abastecer por completo a la ENM en cuanto a energía eléctrica. Debe tenerse en cuenta que esta producción de electricidad sería la máxima que podría darse, pero aun así el ahorro energético sería indudablemente alto.

Los ratios de autoabastecimiento calculados ratifican esta conclusión:

- $RAA_{2015} = 1,6314$
- $RAA_{2041} = 1,4790$

Debe señalarse también que, debido a la tendencia ascendente de la demanda, el RAA irá disminuyendo progresivamente en el tiempo, aunque la disminución será lenta y prácticamente despreciable puesto que el RAA al final de la vida útil de la instalación será de 1,4790.

4.5 Estudio económico

4.5.1 Inversión inicial necesaria de la instalación

Tras aplicar el procedimiento descrito en el apartado 3.5.2 se obtuvieron los costes asociados a la puesta en funcionamiento de la instalación en cada edificio. En la Tabla 4-6 se relacionan dichos costes.

Estimación coste inicial de la instalación por edificio	
Edificio	Estimación coste (€)
Aula 14	30928,8
Barrio Industrial Sur	76089,6
Barrio Industrial Talleres	334195,2
Bazar	31776
Casino de alumnos	445447,2
Cuartel Francisco Moreno	752464,8
Cuartel Marinería	528681,6
Cuartel Marqués de la Victoria	647200,8
Edificio correos	155011,2
Edificio CUD	373082,4
Edificio Dep. Táctica	206092,8
Hospital	521253,6
Imprenta	84072
Isaac Peral	538106,4
Jefatura de Estudios	162696

Jefatura de Instrucción	345513,6
Lavandería	123216
Polideportivo	591172,8
Residencia Oficiales	291069,6
Sección de Obras	289814,4
Taller de automóviles 1	99518,4
Taller de automóviles 2	273187,2
Torpedos 1	185068,8
Torpedos 2	145120,8
Torpedos 3	452404,8
Túnel del Viento	59292

Tabla 4-6 Estimación de la inversión inicial necesaria para la instalación propuesta en un supuesto optimista y otro pesimista.

A fin de visualizar las diferencias de precio entre distintos edificios, se ha realizado un diagrama de barras en el que se representa el coste inicial de cada instalación ordenado de mayor a menor (Figura 4-21).

Los precios oscilan entre los 30.900 y los 752.500 €. De nuevo, el factor determinante en el precio es la potencia de pico de la instalación, por lo que a mayor potencia, mayor inversión inicial necesaria. Por lo tanto, el edificio de mayor potencia (Cuartel de alumnos “Almirante Francisco Moreno”) será el de mayor coste inicial y el de menor potencia (Aula 14) el de menor coste inicial.

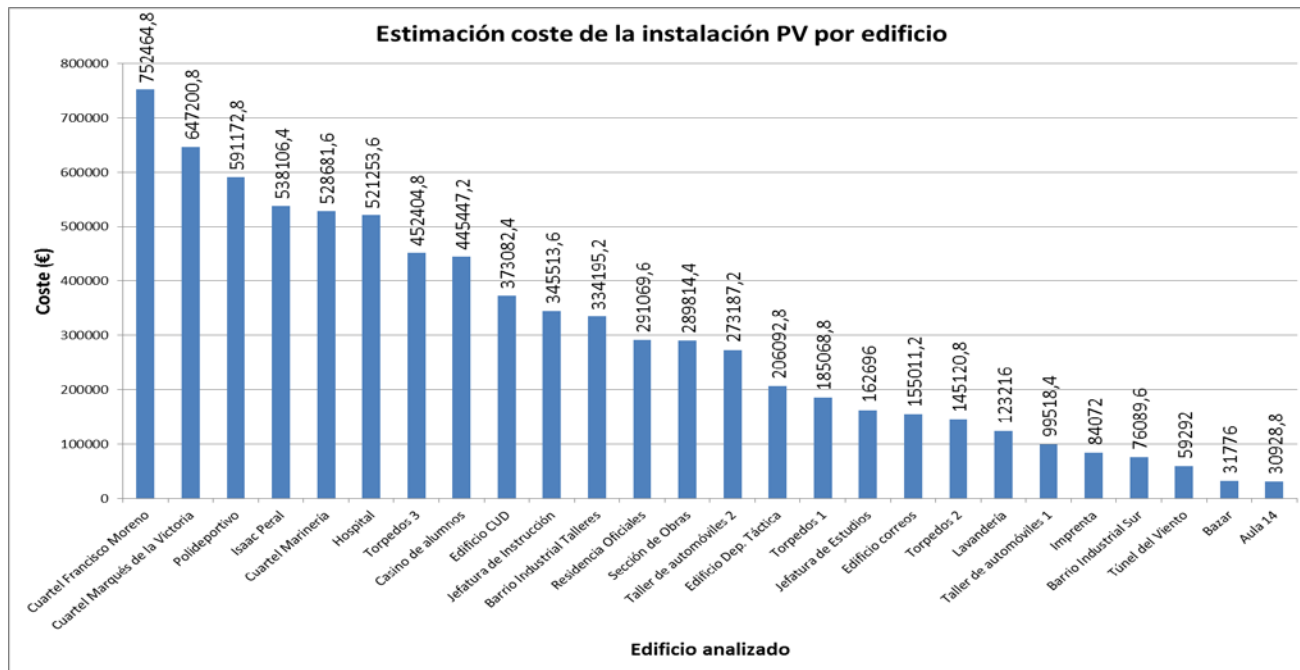


Figura 4-21 Diagrama de barras mostrando la estimación del coste inicial de los edificios.

Sumando los costes calculados, obtendríamos como coste inicial total una suma de 7.742.476 €

4.5.2 Costes de mantenimiento y operación

Los costes de mantenimiento y operación anuales van reduciéndose a lo largo de los años, por lo que se han representado sus valores en 2011, 2015 y el estimado en 2020 en un diagrama de dispersión de puntos (Figura 4-22) de forma que se pueda generar una línea de tendencia para poder estimar los costes de años futuros. La fórmula de dicha línea de tendencia es la siguiente:

$$y = -0,0007704918x + 1,5951311475$$

Los costes de operación y mantenimiento son anuales, y van decreciendo año a año. Por tanto, para estimar estos costes de la manera más precisa posible se ha calculado su valor en el momento de la media vida de la instalación, de forma que el precio se encuentre en un punto medio entre el inicio de la vida útil (precio más caro) y el final de la vida útil (precio más barato). La media vida de la instalación se alcanzará en el 2028, por lo que se utilizará el coste estimado de operación y mantenimiento para ese momento. Dicho coste es $0,033 \frac{\text{€}}{\text{Wp}}$. Multiplicando por la potencia de pico se obtiene el coste medio anual de operación y mantenimiento para cada edificio, mostrado en la Tabla 4-7.

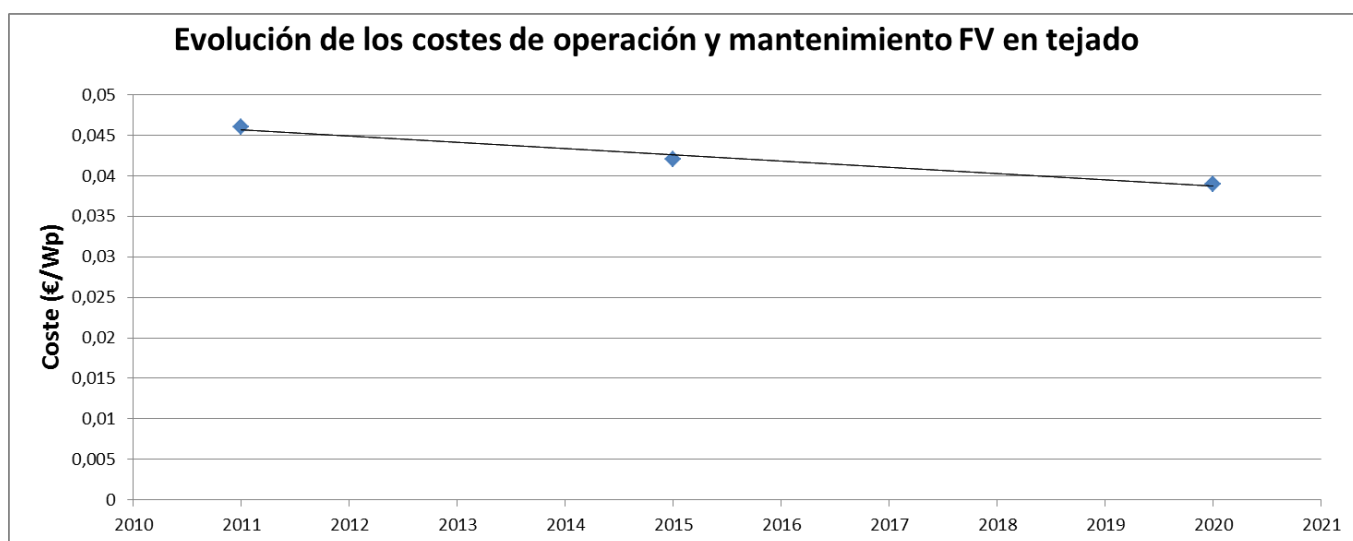


Figura 4-22 Diagrama de dispersión mostrando la evolución de los costes de operación y mantenimiento en tejados.

Coste medio anual de operación y mantenimiento por edificio	
Edificio	Coste medio de O y M (€)
Aula 14	637,9065
Barrio Industrial Sur	1569,348
Barrio Industrial Talleres	6892,776
Bazar	655,38
Casino de alumnos	9187,3485
Cuartel Francisco Moreno	15519,5865
Cuartel Marinería	10904,058
Cuartel Marqués de la Victoria	13348,5165
Edificio correos	3197,106
Edificio CUD	7694,8245
Edificio Dep. Táctica	4250,664
Hospital	10750,8555
Imprenta	1733,985
Isaac Peral	11098,4445
Jefatura de Estudios	3355,605
Jefatura de Instrucción	7126,218
Lavandería	2541,33
Polideportivo	12192,939
Residencia Oficiales	6003,3105
Sección de Obras	5977,422
Taller de automóviles 1	2052,567
Taller de automóviles 2	5634,486
Torpedos 1	3817,044
Torpedos 2	2993,1165
Torpedos 3	9330,849
Túnel del Viento	1222,8975

Tabla 4-7 Coste medio anual de operación y mantenimiento por edificio.

Al igual que en la inversión inicial necesaria, el coste depende de la potencia de pico, de forma que a mayor potencia instalada mayor coste de mantenimiento y operación. Los costes oscilan entre los 638 y los 15.520 €al año (Figura 4-23).



Figura 4-23 Diagrama de barras mostrando el coste medio anual de operación y mantenimiento por edificio.

El coste medio total anual de operación y mantenimiento de la instalación completa en la ENM se obtuvo sumando todos los valores de la Tabla 4-7, obteniendo como resultado un coste de 159.689 €

El coste global a lo largo de toda la vida útil de la instalación de la operación y el mantenimiento del sistema será el coste medio anual multiplicado por 25: 3.992.214,6 €

4.5.3 Cargos debidos al Real Decreto 900/2015

De lo detallado en el apartado 3.5.4 se concluye que los cargos que la instalación propuesta debe abonar se corresponden con los cargos variables por el autoconsumo horario, puesto que el cargo fijo por potencia no es de aplicación en el presente caso.

De la tabla proporcionada por el RD se desprende que se deberá pagar 0,029399 €/kWh al año. Por lo tanto, si al año la instalación fotovoltaica produce 5.057.528 kWh, el impuesto ascenderá al importe de 148.686 € al año.

Este Real Decreto ha creado considerable controversia dentro del sector fotovoltaico, por lo que los expertos dudan de que se mantenga en vigor durante un período prolongado. Sin embargo, en este trabajo se calculó el coste que supondría a lo largo de toda la vida útil de la instalación si se mantuviese en vigor hasta el final de la misma. Dicho coste ascendería a 3.717.157 €

4.5.4 Costes globales de la instalación fotovoltaica en la ENM

Teniendo en cuenta todos los costes calculados anteriormente (inversión inicial, costes de operación y mantenimiento e impuestos del RD 900/2015), se ha calculado la totalidad del desembolso que se tendría que realizar para instalar y mantener el sistema fotovoltaico propuesto durante toda su vida útil.

Para realizar el cálculo se empleará la Ecuación 4-1:

$$C_{totales} = I_{inicial} + C_{OyM\ tot} + P_{900/2015}$$

Ecuación 4-1 Cálculo de los costes totales relativos a una instalación fotovoltaica.

Donde

- $C_{totales}$ son los costes totales de la instalación a lo largo de toda su vida útil.
- $I_{inicial}$ es el valor de la inversión inicial necesaria.
- $C_{OyM\ tot}$ son los costes totales de operación y mantenimiento de la instalación a lo largo de toda su vida útil.
- $P_{900/2015}$ es el peaje que se debe abonar en función de las características de la instalación debido al RD 900/2015.

Tomando los valores calculados en los apartados anteriores:

$$C_{totales} = I_{inicial} + C_{OyM\ tot} + P_{900/2015} = 7.742.476 + 3.992.215 + 3.717.157 = 15.451.848 \text{ €}$$

A efectos prácticos, se ha considerado conveniente calcular asimismo el gasto anual aproximado que supondría la instalación. Éste será el dato de verdadera importancia para el estudio de amortización. Además de la inversión inicial, que solo habría que efectuar una vez, se deberán pagar cada año costes de mantenimiento y operación e impuestos. Por lo tanto se pagará:

- 7.742.476 € como inversión inicial.
- Coste anual = $C_{OyM\ tot\ anual} + P_{\frac{900}{2015}\text{anual}} = 159.689 + 148.686 = 308.375 \text{ €}$

4.5.5 Amortización de la instalación

Tras llevar a cabo los cálculos descritos en el apartado 3.5.5, se obtuvieron los valores de NPV y SIR para cada año, como se muestra en la Tabla 4-8. En dicha tabla se observa como el NPV pasa de tener un valor negativo a tener uno positivo en el año 10, lo que significa que la instalación propuesta se amortizaría en 10 años. Este resultado es muy positivo, teniendo en cuenta que a partir del décimo año todos los beneficios que se obtengan supondrán ganancias y la inversión realizada se habría recuperado. Las instalaciones fotovoltaicas suelen tardar en amortizarse actualmente entre 7 y 18 años aproximadamente, por lo que el resultado obtenido en la ENM se encuentra en el margen de las instalaciones que más rápido se amortizan.

Además se ha obtenido un NPV para el año 25 de 15.500.000 €, lo que significa que cuando termine el ciclo de vida de la instalación se habrán obtenido unas ganancias de 15 millones y medio de euros.

Año	NPV	SIR
0	-7,74E+06	0,00E+00
1	-6,94E+06	1,38E-01
2	-6,13E+06	2,68E-01
3	-5,30E+06	3,90E-01
4	-4,47E+06	5,04E-01
5	-3,63E+06	6,11E-01
6	-2,78E+06	7,13E-01
7	-1,91E+06	8,09E-01
8	-1,04E+06	8,99E-01
9	-1,56E+05	9,85E-01
10	7,39E+05	1,07E+00
11	1,64E+06	1,14E+00
12	2,56E+06	1,22E+00
13	3,49E+06	1,29E+00
14	4,43E+06	1,35E+00
15	5,38E+06	1,42E+00
16	6,34E+06	1,48E+00
17	7,32E+06	1,54E+00
18	8,30E+06	1,59E+00
19	9,30E+06	1,65E+00
20	1,03E+07	1,70E+00
21	1,13E+07	1,75E+00
22	1,24E+07	1,79E+00
23	1,34E+07	1,84E+00
24	1,45E+07	1,88E+00
25	1,55E+07	1,93E+00

Tabla 4-8 Resultados NPV y SIR cada año para la instalación propuesta.

Después del cálculo del NPV, se calcularon mediante una hoja de cálculo de Excel los beneficios y costes acumulados cada año (Tabla 4-9), representándolos después en un gráfico de líneas que muestra el punto de amortización del proyecto (Figura 4-24).

Año	Beneficios	Costes
0	0,00E+00	7,74E+06
1	1,11E+06	8,05E+06
2	2,24E+06	8,37E+06
3	3,39E+06	8,69E+06
4	4,54E+06	9,01E+06
5	5,71E+06	9,34E+06
6	6,90E+06	9,67E+06
7	8,09E+06	1,00E+07
8	9,31E+06	1,03E+07
9	1,05E+07	1,07E+07
10	1,18E+07	1,10E+07
11	1,30E+07	1,14E+07
12	1,43E+07	1,17E+07
13	1,56E+07	1,21E+07
14	1,69E+07	1,25E+07
15	1,82E+07	1,28E+07
16	1,96E+07	1,32E+07
17	2,09E+07	1,36E+07
18	2,23E+07	1,40E+07
19	2,37E+07	1,44E+07
20	2,51E+07	1,48E+07
21	2,65E+07	1,52E+07
22	2,79E+07	1,56E+07
23	2,94E+07	1,60E+07
24	3,09E+07	1,64E+07
25	3,23E+07	1,68E+07

Tabla 4-9 Beneficios y costes acumulados a lo largo del ciclo de vida de la instalación fotovoltaica.

En la Figura 4-24 se observa como las líneas correspondientes a los costes y beneficios se cortan en el año 10, lo que corrobora los resultados obtenidos mediante el cálculo del NPV y SIR.

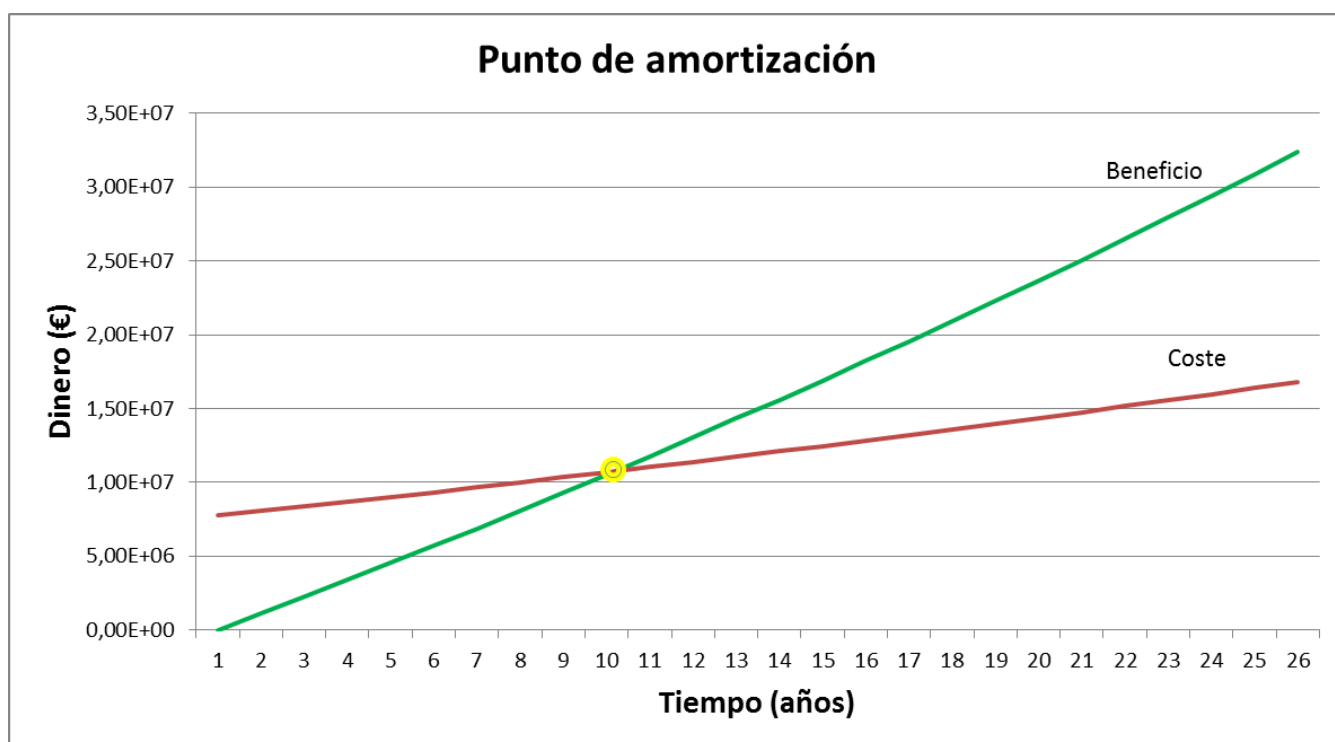


Figura 4-24 Punto de amortización de la instalación fotovoltaica.

Los resultados obtenidos en cuanto a amortización se valoran de forma muy positiva, pues los últimos 15 años de vida de la instalación generarán ganancias hasta 15 millones y medio de euros, de los que la ENM podrá disponer para otras aplicaciones.

4.5.6 Análisis de sensibilidad

Durante el análisis de sensibilidad se obtuvieron los valores de los parámetros NPV y SIR en función de la variación de las cinco variables mencionadas en el apartado 3.5.6. Tras llevar a cabo los cálculos para cada parámetro, se obtuvo la Tabla 4-10 en la que se muestran los valores obtenidos para el NPV y la Tabla 4-11 en la que se muestran los del SIR.

Se puede observar que el único caso en el que el NPV pasa a tener un valor negativo o el SIR a tener un valor por debajo de 1 (supuestos en los cuales la instalación dejaría de ser rentable) es cuando el precio de venta de la electricidad se reduce un 50 % o más. En cualquier otro caso, aunque los parámetros se reduzcan o se incrementen de forma desfavorable hasta en un 75% el proyecto seguiría siendo rentable. Además, es muy poco probable la reducción del precio de venta de la electricidad dada la tendencia ascendente que sigue a lo largo de los años.

NPV					
%	Precio venta electricidad	η_{panel}	Precio “llave en mano”	Costes OyM	i
-75	-8,71E+06	3,89E+06	2,14E+07	1,91E+07	1,29E+07
-50	-6,26E+05	7,77E+06	1,94E+07	1,79E+07	1,37E+07
-25	7,46E+06	1,17E+07	1,75E+07	1,67E+07	1,46E+07
0	1,55E+07	1,55E+07	1,55E+07	1,55E+07	1,55E+07
25	2,36E+07	1,94E+07	1,36E+07	1,44E+07	1,65E+07
50	3,17E+07	2,33E+07	1,17E+07	1,32E+07	1,74E+07
75	3,98E+07	2,72E+07	9,74E+06	1,20E+07	1,85E+07

Tabla 4-10 Valores del NPV según la variación de las variables del análisis de sensibilidad.

SIR					
	Precio venta electricidad	η_{panel}	Precio “llave en mano”	Costes O y M	i
-75	4,81E-01	1,93E+00	2,94E+00	2,44E+00	1,82E+00
-50	9,63E-01	1,93E+00	2,50E+00	2,24E+00	1,85E+00
-25	1,44E+00	1,93E+00	2,18E+00	2,07E+00	1,89E+00
0	1,93E+00	1,93E+00	1,93E+00	1,93E+00	1,93E+00
25	2,41E+00	1,93E+00	1,73E+00	1,80E+00	1,96E+00
50	2,89E+00	1,93E+00	1,56E+00	1,69E+00	1,99E+00
75	3,37E+00	1,93E+00	1,43E+00	1,59E+00	2,03E+00

Tabla 4-11 Valores del SIR según la variación de las variables del análisis de sensibilidad.

Este hecho significa que aunque las variables analizadas cambien desfavorablemente en el futuro, será muy difícil que se dé una situación en la que la instalación deje de ser rentable. En caso de que las variables cambien a peor se deberá sopesar si los beneficios finales (NPV) compensan el esfuerzo que supone la inversión inicial. Este hecho se aprecia visualmente en la Figura 4-25.

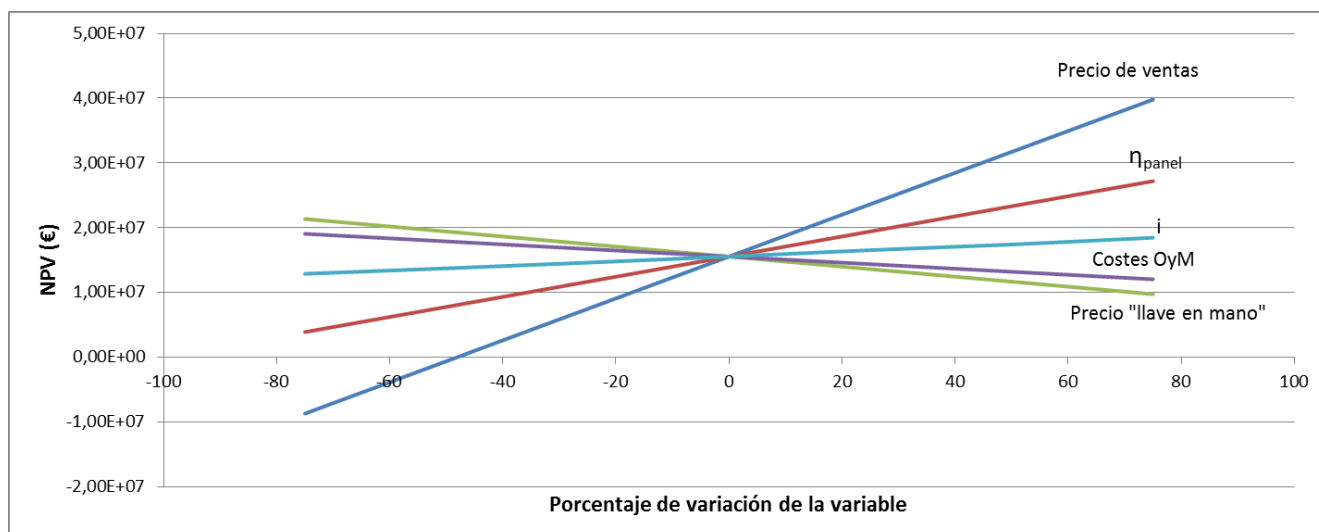


Figura 4-25 Variación del NPV en función de las variables del análisis de sensibilidad.

Del mismo modo podemos observar que en la Figura 4-26 el SIR solo baja por debajo del 1 con una fuerte reducción del precio de venta de la electricidad. El hecho de que el SIR baje por debajo del 1 significa que los costes del proyecto son superiores a los beneficios, por lo que no es rentable.

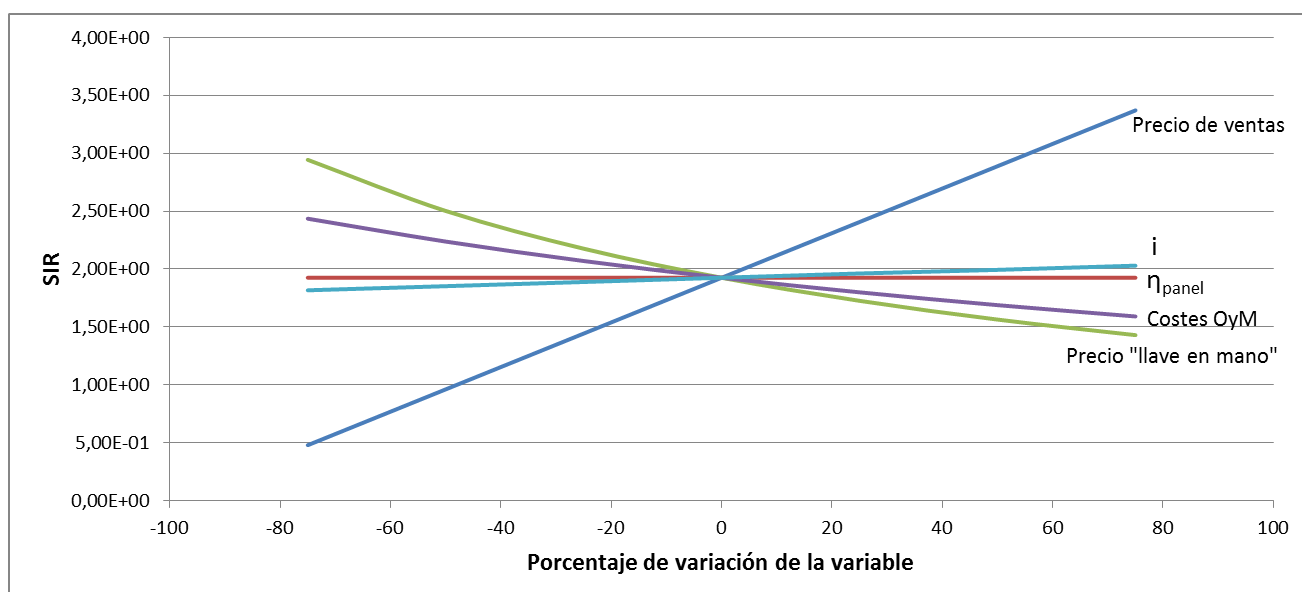


Figura 4-26 Variación del SIR en función de las variables del análisis de sensibilidad.

Del análisis de sensibilidad se sacan las siguientes conclusiones:

- El precio de venta de la electricidad aumenta los beneficios cuando aumenta su valor, debido a que está directamente relacionado con las ganancias procedentes de la inyección a red de la electricidad. Es la variable que más afecta a los resultados económicos, tanto cuando aumenta como cuando se reduce. Es la única variable que puede hacer que la instalación deje de ser rentable para la ENM cuando se reduce más de un 50%, aunque este escenario es improbable por la tendencia que sigue el precio de venta en el tiempo.
- La eficiencia del panel fotovoltaico es la segunda variable con mayor impacto en el NPV. Un aumento de la eficiencia provoca un aumento de la potencia de pico instalada y por lo tanto se

produce más electricidad, por lo que los beneficios obtenidos del vertido a red aumentan. Sin embargo, también aumentan la inversión inicial, los costes de operación y mantenimiento y los impuestos a pagar, pero el aumento en los beneficios supera el aumento en los costes. A mayor eficiencia mayor beneficio, y a menor eficiencia menor beneficio.

- El precio “llave en mano”, como es lógico, reduce los beneficios cuando aumenta su valor aunque su impacto es menor que el de las variables anteriores. A mayor precio mayor deberá ser la inversión inicial, por lo que se tardará más en amortizar la instalación y se obtendrán menores beneficios. Su tendencia es descendente, pues el precio baja según va madurando la tecnología fotovoltaica.
- Costes de operación y mantenimiento. Al igual que la variable anterior, al tratarse de costes su aumento tendrá un impacto negativo en los beneficios y la amortización. Sin embargo su impacto es menor que el del precio llave en mano. Su tendencia en el tiempo también es descendente.
- Real discount rate. Su impacto es el menor de todas las variables estudiadas. Cuando aumenta su valor aumentan los beneficios ligeramente, debido a que a mayor i , menor inflación y a menor inflación más valor tendrán los beneficios en años futuros.

5 CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS

5.1 Conclusiones

5.1.1 Conclusiones generales y limitaciones

Para finalizar el presente trabajo se realizará un breve análisis y resumen del trabajo realizado, con la finalidad de extraer conclusiones y detallar las dificultades y limitaciones encontradas durante el desarrollo. Se repasará cada etapa del trabajo, comenzando por el modelado 3D de los edificios en SketchUp y continuando con las simulaciones mediante Skelion y PVGIS, el estudio energético de la instalación propuesta y por último el estudio económico y amortización.

En primer lugar, el modelado tridimensional de los edificios seleccionados se llevó a cabo de manera satisfactoria mediante el software SketchUp. La facilidad de uso de sus herramientas y la abundancia de tutoriales y ayudas disponibles en Internet permitieron un rápido aprendizaje. La principal limitación encontrada en esta etapa fue la dificultad para disponer de planos de exteriores de los edificios de la ENM. A pesar de haber contactado con el arquitecto responsable de los mismos, éste no disponía de planos de todos los edificios debido a la antigüedad de algunos de ellos y en los archivos de la oficina de mantenimiento de la ENM tampoco se encontraban en papel. Finalmente se modelaron los edificios de los que se disponía de planos completos utilizando solamente los planos y para el resto se utilizaron los planos de las plantas y se tomaron medidas manualmente mediante telémetro láser. El resultado fue totalmente válido para el estudio pues para la estimación del potencial fotovoltaico es prescindible una gran exactitud arquitectónica sino una superficie de tejado aproximada y la orientación e inclinación correctas.

En cuanto a la etapa de simulación, debe destacarse la versatilidad de SketchUp que cuenta con multitud de extensiones que permiten analizar los modelos tridimensionales. En concreto, las herramientas Skelion y PVGIS resultaron muy útiles y de uso sencillo para la obtención de la irradiación solar incidente en los edificios. Los resultados obtenidos oscilaban entre los 1400 y los $1600 \frac{W}{m^2}$, valores que se corresponden con la irradiación solar habitual en la zona. Debe destacarse que existe una gran diferencia entre la irradiación recibida en la zona norte de España y la zona sur, llegando a poder ser incluso el doble en zonas del sur. Sin embargo, debe señalarse también que, aun siendo más productivas las instalaciones en el sur, las mayores temperaturas a las que se exponen empeoran ligeramente el rendimiento de los paneles fotovoltaicos y aumentan la necesidad y coste de mantenimiento. Además, la zona norte de España sigue teniendo unos valores de irradiación incidente muy positivos en comparación con otros países europeos como Alemania y Reino Unido, que son líderes en la utilización de la energía fotovoltaica en Europa. Por lo tanto, se concluye que la ubicación

de la ENM es perfectamente válida para la instalación de un sistema fotovoltaico. El principal inconveniente encontrado fue la orientación de los edificios y la geometría del terreno, que perjudicaron levemente los resultados de irradiación. La orientación óptima de los edificios es siempre hacia el Ecuador terrestre, por lo que encontrándose la instalación en el hemisferio norte la orientación óptima en este caso es hacia el sur. Sin embargo, la mayoría de los edificios de la ENM se encuentran orientados hacia el norte debido a la ubicación de la Ría de Pontevedra. Además, existe una montaña que nace en la mitad sur de la ENM y perjudica así mismo a los resultados. Sin embargo estas limitaciones no afectaron de manera importante a la irradiación, que se encontró dentro de los márgenes esperados para la zona.

En cuanto al estudio energético, éste se basó en el análisis de la instalación desde el punto de vista de la producción de electricidad y su comparación con las necesidades eléctricas de la ENM. En primer lugar se calculó la potencia de pico que podría instalarse en la ENM, obteniendo un resultado remarcablemente alto (4,84 MWp). Este valor de potencia permite obtener una cantidad de electricidad al año de 5,06 GWh, valor muy superior al consumo eléctrico anual de la ENM (alrededor de 3 GWh). Esto quiere decir que la ENM podría ser autosuficiente en términos de electricidad y aun así podría inyectar a red grandes cantidades de electricidad que generarían beneficios. Se debe destacar además que en el cálculo de la electricidad generada se han asumido valores conservadores de algunas variables, como por ejemplo el coeficiente de pérdidas PR para el que se asumió un valor de 0,7 cuando hoy en día se suelen tener valores alrededor de 0,8. Por lo tanto, los resultados obtenidos se consideran altamente satisfactorios, ya que se concluye que la ENM tiene capacidad para incorporar una instalación fotovoltaica que le permita no solo cubrir su demanda eléctrica sino generar beneficios mediante la inyección a red de electricidad.

La selección de la instalación se demuestra adecuada tras conocer los resultados energéticos de la misma. La tecnología de capa delgada alcanza hoy en día eficiencias suficientemente altas como para obtener unas buenas rentabilidades y además permiten su integración en la edificación con mínimo impacto visual y estético, aspecto importante en la ENM al ser en muchas ocasiones durante el año el escenario de celebraciones y actos solemnes que requieren de una estética adecuada. Además, dicha tecnología permite la utilización de paneles finos y flexibles que se adaptan óptimamente a la forma de los tejados, algo que puede resultar más complicado con otras tecnologías. Se concluye por tanto que la tecnología de capa delgada es la más adecuada en este caso y se reitera la recomendación de su instalación.

El estudio económico se dividió en varias partes. Primero se calcularon los costes que se deberían de afrontar para instalar y mantener el sistema fotovoltaico. Posteriormente se calculó el punto de amortización y finalmente se llevó a cabo un análisis de sensibilidad para ver si la variación de algunas variables podría reducir la rentabilidad del proyecto. En primer lugar se calculó la inversión inicial que sería necesaria para implantar la instalación en todos los edificios. El resultado fue de 7.742.000 €, cantidad considerablemente alta teniendo en cuenta la difícil situación económica actual. Los costes de operación y mantenimiento que se deberían pagar anualmente ascenderían a alrededor de 160.000 € y los impuestos a pagar también anualmente serían unos 149.000 €. Estos costes pueden parecer relativamente altos, pero teniendo en cuenta la potencia de la instalación y los beneficios anuales obtenidos procedentes de la venta de electricidad (1.100.000 €) se concluye que son asumibles. El mayor obstáculo lo constituye la inversión inicial, debido a que supone un desembolso elevado. Sin embargo la instalación se amortizará rápidamente en un plazo de 10 años, a partir de los cuales se conseguirán unas ganancias de hasta 15.500.000 €. Por lo tanto, la conclusión del estudio económico es que si se considera asumible la inversión inicial necesaria, es muy recomendable la instalación del sistema debido a que al cabo de 25 años cuando termine la vida útil de la instalación se conseguirán enormes beneficios.

El análisis de sensibilidad demostró que la variación de parámetros determinantes como la eficiencia del panel o el precio de venta de la electricidad difícilmente podrá convertir la instalación en un proyecto no rentable. La variación de cada variable hará aumentar o disminuir los beneficios obtenidos, pero raramente podrá ocasionar que la instalación provoque pérdidas económicas. Por lo

tanto se concluye que el proyecto constituye una inversión bastante segura, debido a que casi con total seguridad se producirán beneficios.

5.1.2 Conclusión final y recomendación

Teniendo en cuenta los buenos resultados obtenidos como se comenta en el apartado anterior, se concluye que la instalación puede proporcionar enormes beneficios y conseguir un ahorro importante en el marco económico actual. La instalación propuesta sería capaz, según el estudio realizado, de proporcionar autonomía eléctrica a la Escuela Naval Militar además de generar ganancias económicas y potenciar una tecnología con un gran futuro por delante como es la energía fotovoltaica. Por lo tanto, con la finalidad de corroborar la fiabilidad de los cálculos realizados, se recomienda realizar la instalación en el edificio con más potencial fotovoltaico en primer lugar. De esta forma, comparando las estimaciones realizadas de este edificio y los resultados reales, se podrá concluir si las estimaciones son correctas y se podrá contemplar la posibilidad de llevar a cabo la instalación en el resto de edificios seleccionados.

5.2 Líneas futuras

En el presente apartado se expondrán algunas recomendaciones sobre las acciones que se podrían tomar en el futuro para materializar el trabajo realizado.

En primer lugar, y dados los buenos resultados de la estimación del potencial fotovoltaico integrado en los edificios de la Escuela Naval Militar, se considera necesario realizar un estudio exhaustivo que vaya más allá de la presente estimación, que permita concretar todos los detalles relativos a la instalación y la posibilidad de implantarla en los edificios de la ENM teniendo como base y punto de partida el presente trabajo.

También se deberá estudiar en profundidad el mercado fotovoltaico actual y sus tendencias en el futuro, para confirmar las suposiciones y decisiones tomadas en el presente proyecto relativas a la tecnología seleccionada, eficiencias, precios, costes, beneficios etc.

Se propone la instalación del sistema seleccionado en el edificio con mayor potencial fotovoltaico, con el objetivo de comparar los resultados del estudio con los resultados reales y extraer conclusiones.

Si el resultado de dicho estudio confirma la estimación aquí realizada, la última línea futura consistirá en la implantación física de la instalación fotovoltaica en todos los edificios, teniendo muy en cuenta el factor estético y la normativa vigente, y realizando los contratos necesarios con las compañías eléctricas para adecuar la inyección de electricidad a la red general de distribución.

6 BIBLIOGRAFÍA

- [1] Energías Renovables Info, «Información sobre energías renovables, energía solar, energía eólica, biomasa, biogas, energía geotérmica, energía de los océanos, pilas de combustible (hidrógeno), etc.,» 7 Septiembre 2014. [En línea]. Available: <http://www.energiarenovablesinfo.com/solar/energia-solar-instalada-2/>. [Último acceso: 22 Febrero 2016].
- [2] Grupo de Actividades Recreativas, Academia de Ciencias Luventicus, «Luventicus,» 5 Junio 2013. [En línea]. Available: <http://www.luventicus.org/mapas/peninsulaiberica/pontevedra.html>. [Último acceso: 22 Febrero 2016].
- [3] Plazoleta "los melones", «Plazoleta "los melones",» 2010. [En línea]. Available: <https://plazoletalosmelones.wordpress.com/11-escuela-naval-militar-10-01-73/>. [Último acceso: 22 Febrero 2016].
- [4] Asociación de Agencias Españolas de Gestión de la Energía, «Energía solar Térmica y fotovoltaica en el marco del Código Técnico de la Edificación,» Ayuntamiento de Pamplona, Pamplona, 2007.
- [5] M. G. Barrera, «Proyectos 23 G+D,» Escuela Técnica Superior de Arquitectura de Granada, 11 Diciembre 2011. [En línea]. Available: www.proyectos23g.es/2011/12/principios-de-la-arquitectura-solar.html. [Último acceso: 16 Febrero 2016].
- [6] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía IDAE, Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red, Madrid: Promotora General de Estudios S.A., 2011.
- [7] P. J. Hernández, «Pedro J. Hernández Arquitectura, Diseño y Arte,» 8 Marzo 2014. [En línea]. Available: www.pedrojhernandez.com/2014/03/08/radiacion-directa-difusa-y-reflejada/. [Último acceso: 16 Febrero 2016].
- [8] Inbradi, «Inbradi,» 6 Junio 2013. [En línea]. Available: www.inbradi.com. [Último acceso: 16 Febrero 2016].
- [9] Scalofrios, «Scalofrios-Energía solar térmica,» 13 Mayo 2014. [En línea]. Available: <http://www.scalofrios.es/Calor/solar.htm>. [Último acceso: 3 Marzo 2016].
- [10] J. L. B. Manzanares, Fundamentos de la Conversión Fotovoltaica: La Célula Solar, Madrid:

Escuela de Organización Industrial, 2008.

- [11] Natureduca, «Natureduca Portal educativo de Ciencias Naturales y Aplicadas,» ASOCAE ONGD, 11 Septiembre 2013. [En línea]. Available: http://www.natureduca.com/tecno_electro_matsemicond01.php. [Último acceso: 17 Febrero 2016].
- [12] P. Wagner, «ScanDig,» 22 Abril 2012. [En línea]. Available: <http://www.filmscanner.info/es/CCDSensoren.html>. [Último acceso: 17 Febrero 2016].
- [13] J. L. M. Tarrillo, «Matlab/Simulink in Renewable Energy,» 17 Octubre 2014. [En línea]. Available: <https://jmirez.wordpress.com/category/conductor/>. [Último acceso: 17 Febrero 2016].
- [14] 123RF, «123rf,» 19 Noviembre 2015. [En línea]. Available: http://es.123rf.com/photo_21930713_union-pn-cap-a-de-silicio-de-tipo-p-contiene-cargas-mas-positivos-llamados-agujeros-y-la-cap-a-de-sili.html. [Último acceso: 17 Febrero 2016].
- [15] C. S. Pacheco, «Sistemas de energía solar fotovoltaica aplicados a viviendas residenciales en entrono urbano,» Universidad Internacional de Andalucía (Unia), Sevilla, 2009.
- [16] J. D. Ortiz, «Visión Electrónica Universidad Distrital Francisco José de Caldas,» Enero 2013. [En línea]. Available: <http://revistas.udistrital.edu.co/ojs/index.php/visele/article/view/3858/6761>. [Último acceso: 17 Febrero 2016].
- [17] Instituto Tecnológico y de Energías Renovables S.A., «Energía solar fotovoltaica,» Cabildo de Tenerife, Tenerife, 2011.
- [18] C. E. Marín, «La energía solar fotovoltaica en España,» *Nimbus: Revista de climatología, meteorología y paisaje*, nº 13, pp. 5-32, 2004.
- [19] F. P. Moreno, «Análisis de viabilidad técnico-económica de la instalación de energías renovables para satisfacer las demandas térmicas y eléctricas de un hospital,» Universidad Pontificia de Comillas ICAI, Madrid, 2013.
- [20] OPEX Energy, «OPEX Energy,» 26 Febrero 2010. [En línea]. Available: http://opex-energy.com/fotovoltaica/tipos_de_paneles_fotovoltaico.html. [Último acceso: 1 Marzo 2016].
- [21] C. M. Rasero, «Energía solar fotovoltaica,» Escuela de Organización Industrial EOI, Madrid, 2011.
- [22] Ingemecánica, «Ingemecánica Ingeniería, Consultoría y Formación,» 30 Enero 2013. [En línea]. Available: <http://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn192.html>. [Último acceso: 17 Enero 2016].
- [23] Cahors Española S.A., Equipos de protección para instalaciones fotovoltaicas, Gerona.
- [24] M. N. Artidiello, Integración arquitectónica de la energía fotovoltaica, Oviedo: Máster Universitario en Ciencia y Tecnología de Materiales, Universidad de Oviedo, 2013.
- [25] L. R. Otón, La energía solar en la edificación: la energía solar térmica y la energía solar fotovoltaica, Cartagena: Escuela Universitaria Ingeniería Técnica Civil, Universidad Politécnica de Cartagena, 2009.
- [26] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía IDAE, Evaluación del potencial de energía solar térmica y fotovoltaica derivado del cumplimiento del código técnico de edificación, Madrid: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, Gobierno de España, 2010.
- [27] J. A. Roca, «El coste de las instalaciones fotovoltaicas en España, entre los más baratos del

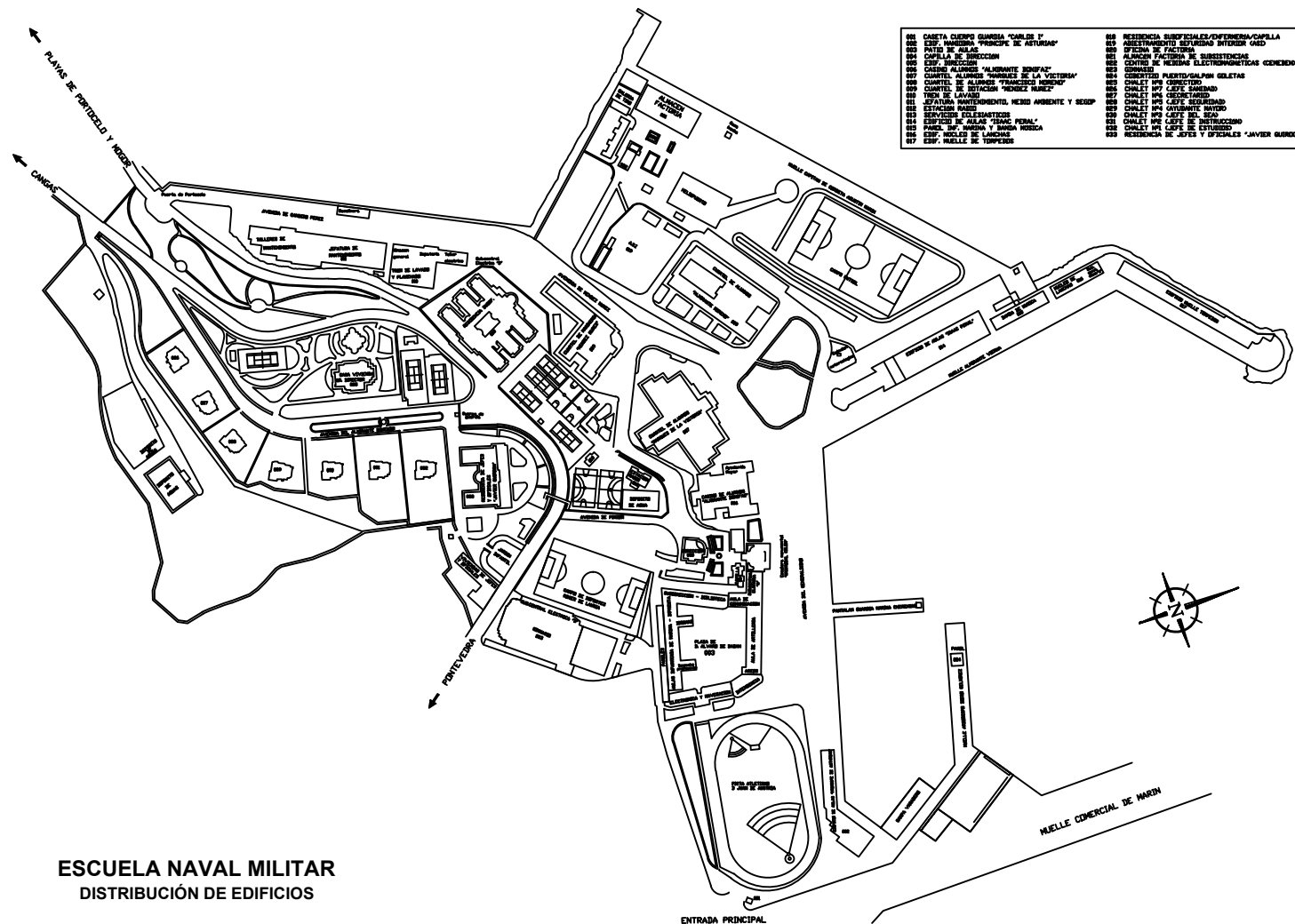
mundo,» *El periódico de la energía*, 27 Octubre 2015.

- [28] Google Sketchup, «3D Warehouse,» 20 Marzo 2014. [En línea]. Available: <https://3dwarehouse.sketchup.com/model.html?id=68b9dc3bb57710c677167f0e793de197&hl=es>. [Último acceso: 17 Febrero 2016].
- [29] Blauden, «Blauden,» 2015. [En línea]. Available: <http://www.blauden.com/medidor-laser-bosch-glm-100c-bluetooth>. [Último acceso: 17 Febrero 2016].
- [30] Intelec Ingeniería, Estimación de la energía generada por un sistema fotovoltaico conectado a la red. Balance energético, Jaén: Pvs in bloom, 2013.
- [31] F. M. C. Villar, Estudio de las necesidades energéticas de un buque en diferentes ubicaciones, Marín: Centro Universitario de la Defensa Marín, 2015.
- [32] J. Amador, Evaluación energética de instalaciones fotovoltaicas, Madrid: Universidad Politécnica de Madrid, 2011.
- [33] J. M. S. López, Real Decreto 900/2015, Madrid: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 2015.
- [34] J. M. M. Quemada, Circular 3/2014, de 2 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los, Madrid: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, 2014.
- [35] K. Jeong, Life cycle economic and environmental assessment for establishing the optimal implementation strategy of rooftop photovoltaic system in military facility, Seoul: Yonsei University, 2015.
- [36] Xataca, 2015 es el año en el que podemos plantearnos el autoabastecimiento eléctrico en serio: estos son los números, Madrid: Xataca, 2015.
- [37] Global rates, «Global-rates.com,» 2016. [En línea]. Available: <http://es.global-rates.com/estadisticas-economicas/inflacion/indice-de-precios-al-consumo/ipc/espana.aspx>. [Último acceso: 23 Febrero 2016].
- [38] L. González, Comparación del precio del kWh del gas y la electricidad, Madrid: Rankia España, 2014.
- [39] Ó. V. Vegas, Estudio del potencial de aprovechamiento de la energía solar para usos térmicos en las instalaciones de la Escuela Naval Militar, Marín: Centro Universitario de la Defensa, Universidad de Vigo, 2016.
- [40] A. S. Carrio, Estudio técnico económico de instalación fotovoltaica de 100 kW en cubierta de nave industrial, Madrid: Universidad Pontificia de Comillas, 2008.
- [41] M. J. F. Llobel, Energías renovables: estudio de viabilidad de una instalación solar fotovoltaica (huerto solar), Valencia: Universidad Politécnica de Valencia, 2012.

ANEXO I: PLANOS UTILIZADOS EN EL MODELADO DE EDIFICIOS

En el presente anexo se muestran los planos utilizados en el modelado tridimensional de los edificios de la ENM. Se debe señalar que dichos planos se utilizaron únicamente para la toma de medidas, de forma que con dichas medidas se modelaron los edificios en SketchUp. Los planos contenidos en este anexo se corresponden con los siguientes edificios y se exponen en el siguiente orden:

- Distribución general de edificios en la ENM.
- Hospital (planos completos).
- Edificio de aulas “Isaac Peral” (planos completos).
- Cuartel de alumnos “Marqués de la Victoria” (planos completos).
- Residencia de oficiales “Javier Quiroga” (planta).



ESCUELA NAVAL MILITAR
DISTRIBUCIÓN DE EDIFICIOS






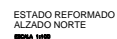
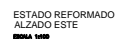
ESTADO REFORMADO
ALZADO OESTE
ESCALA 1:100






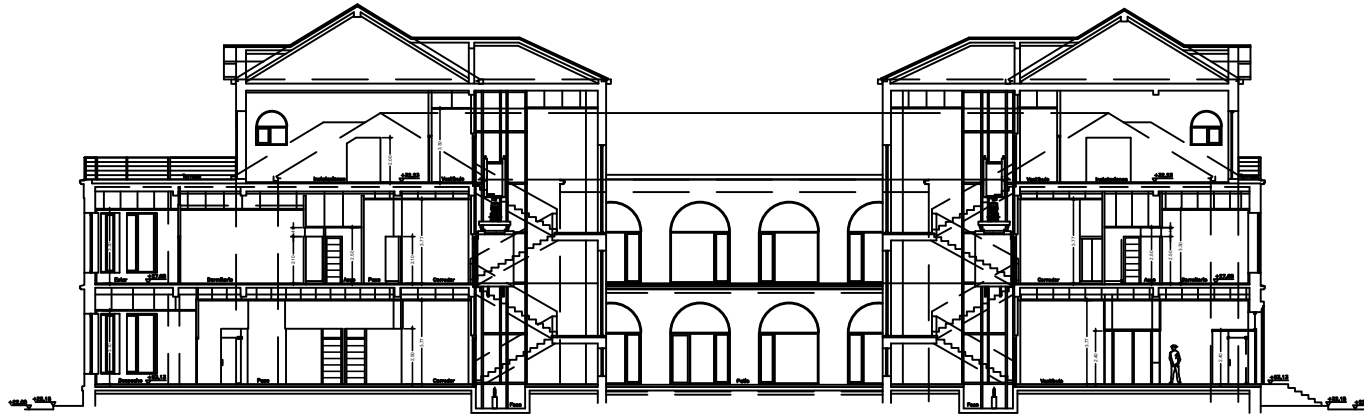
ESTADO REFORMADO
ALZADO SUR
ESCALA 1:100

REVISIONES		FECHA	POR
1º	DESCRIPCIÓN		

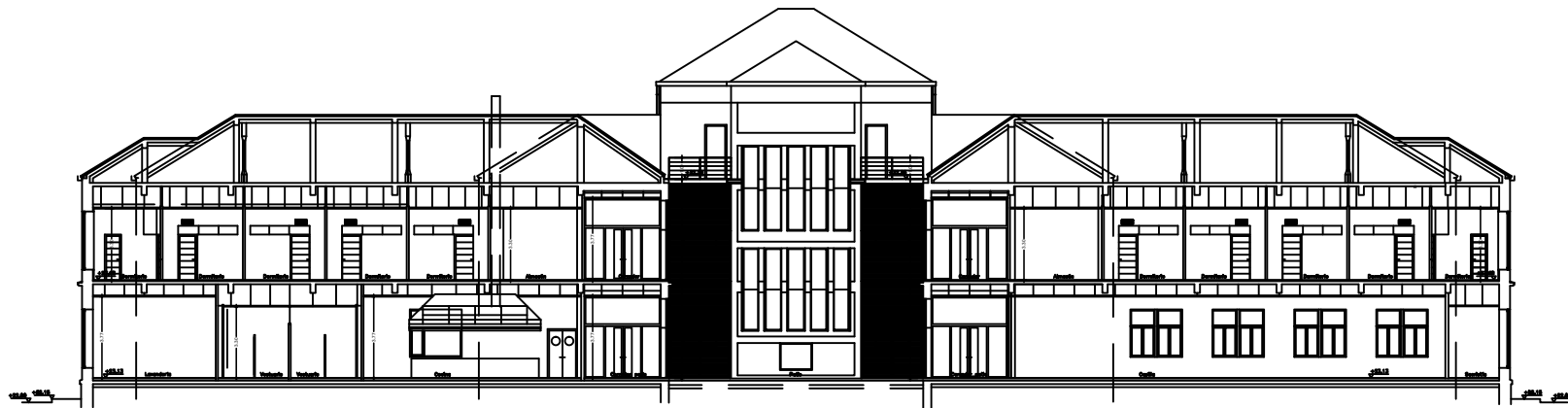
 MINISTERIO DE DEFENSA JEFATURA DE APOYO LOGÍSTICO DIRECCIÓN DE INFRAESTRUCTURA NAVAL		
ESCUELA NAVAL MILITAR DE MARÍN PONTEVEDRA, MARÍN. ESCUELA NAVAL MILITAR REFORMA Y ADECUACIÓN DEL ACTUAL HOSPITAL DE LA ESCUELA PARA RESIDENCIA DE SUBOFICIALES Y ENFERMERÍA		
ESTADO REFORMADO: ALZADOS SUR Y OESTE		
PROYECTO Para: REFORMA, AMPLIACIÓN Y ADECUACIÓN DEL ACTUAL HOSPITAL DE LA ESCUELA NAVAL MILITAR DE MARÍN. Para: MARIN 1º 2005.	 proyfa.	
ELABORADO Y DISEÑADO CA. 101-101 Y 101-102	PROYECTO CA. 101-101 Y 101-102	
FECHA 11/00	FECHA DICIEMBRE 2.005	FECHA 1/2



1º	DEPARTAMENTO		FEDATARIO		FOLIO
REVISIONES					
 MINISTERIO DE DEFENSA JEFATURA DE APOYO LOGÍSTICO DIRECCIÓN DE INFRAESTRUCTURA NAVAL 					
ESCUELA NAVAL MILITAR DE MARÍN PONTEVEDRA, MARÍN. ESCUELA NAVAL MILITAR REFORMA Y ADECUACIÓN DEL ACTUAL HOSPITAL DE LA ESCUELA PARA RESIDENCIA DE SUBOFICIALES Y ENFERMERÍA					
 proyecto.					
CLASIFICACIÓN Y OTORGAMIENTO CL. 08-105-01					
PARA SER DE INTERÉS GENERAL (CONSEJO-2)					
					
FECHA	FECHA	REVISIÓN	Nº TOTAL PLANOS	Nº DE PLANOS	Nº HOJAS/PÁG.
11/100	DICIEMBRE 2.005			1A5	2/2
CONTINENTES					



ESTADO REFORMADO
SECCIÓN TRANSVERSAL ST1
ESCALA 1:100



ESTADO REFORMADO
SECCIÓN LONGITUDINAL SL1
ESCALA 1:100



	</				

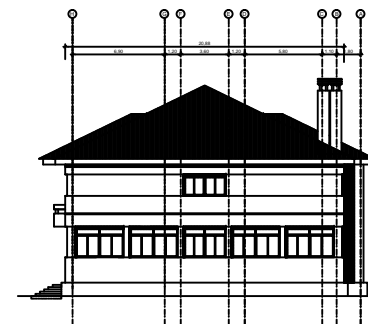
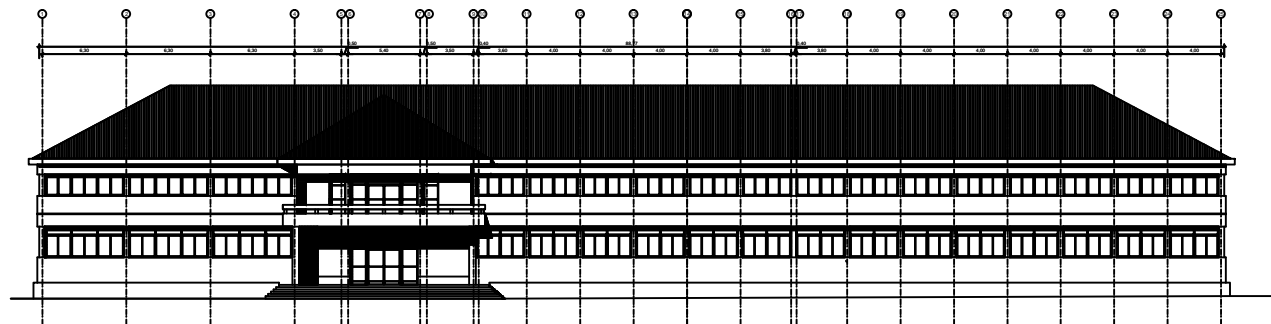
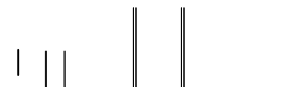
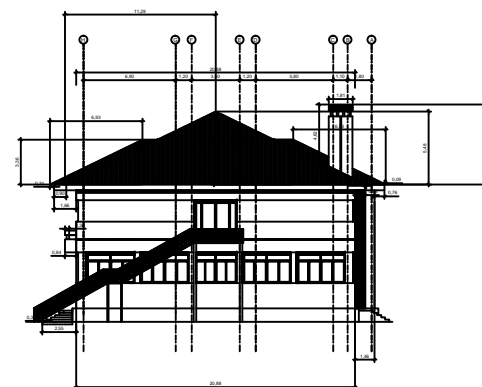
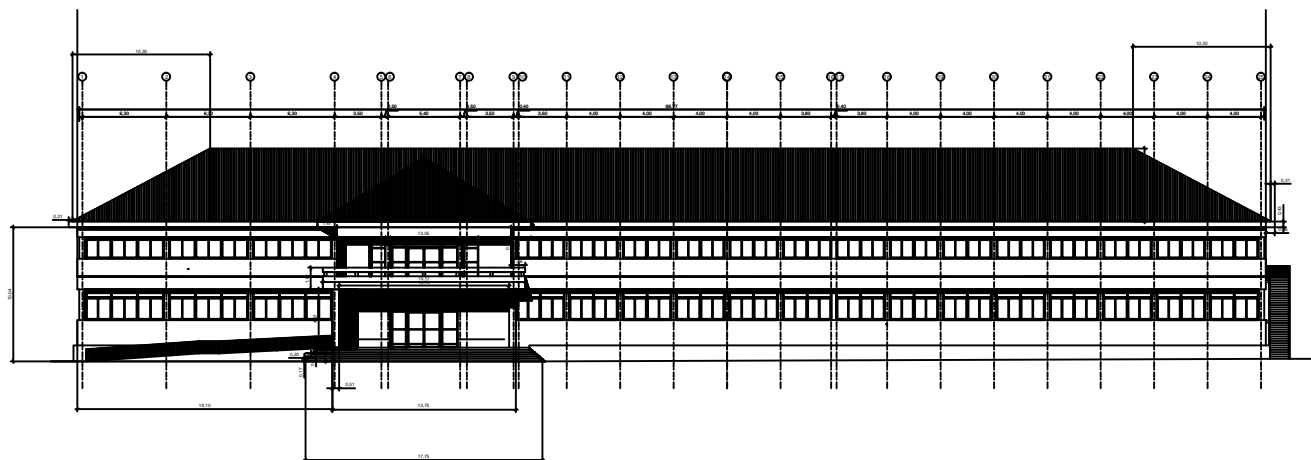


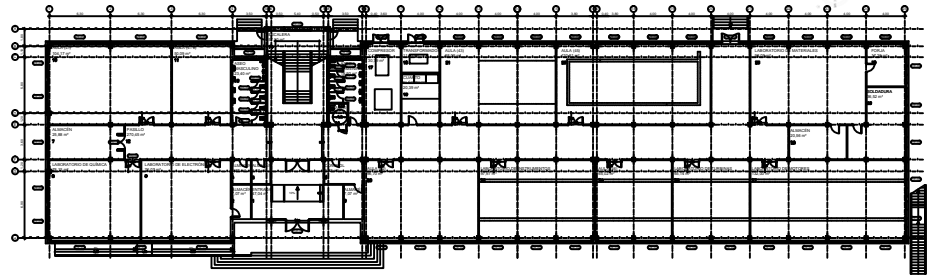
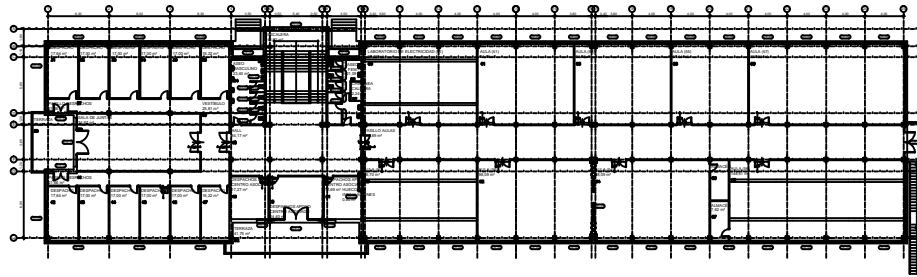
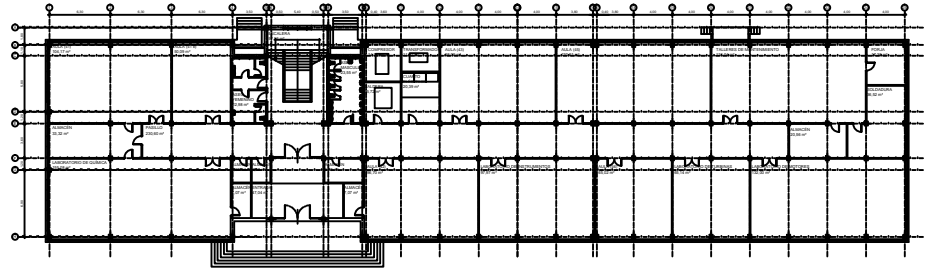
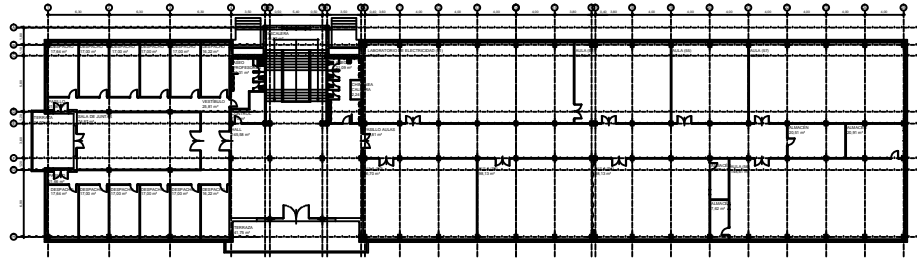
ESTADO REFORMADO
SECCIÓN TRANSVERSAL ST2
ESCALA 1/500

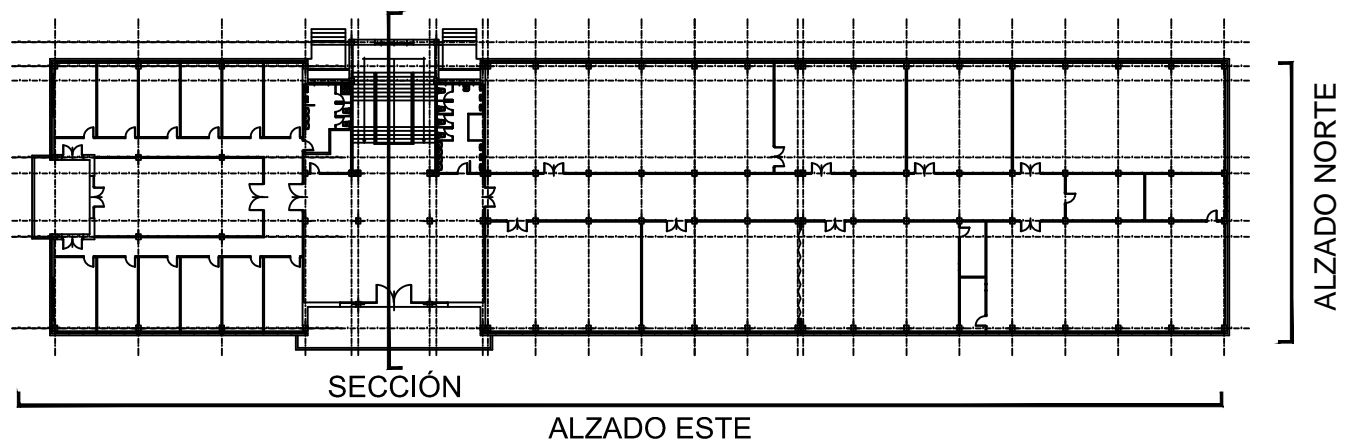


ESTADO REFORMADO
SECCIÓN LONGITUDINAL SL2
ESCALA 1/500

REVISIONES		FECHA	POR
1º	DESCRIPCIÓN		
<div>  <div> MINISTERIO DE DEFENSA JEFATURA DE APOYO LOGÍSTICO DIRECCIÓN DE INFRAESTRUCTURA NAVAL </div>  </div> <div> ESCUOLA NAVAL MILITAR DE MARÍN PONTEVEDRA, MARÍN. ESCUELA NAVAL MILITAR REFORMA Y ADECUACIÓN DEL ACTUAL HOSPITAL DE LA ESCUELA PARA RESIDENCIA DE SUBOFICIALES Y ENFERMERÍA ESTADO REFORMADO: SECCIONES ST2 Y SL2 </div>			
<small> PROYECTADO POR: JESÚS GARCÍA GARCÍA ELABORADO: JESÚS GARCÍA GARCÍA PARA: JEF. DE APOYO LOGÍSTICO PARA: JEF. DE APOYO LOGÍSTICO PARA: JEF. DE APOYO LOGÍSTICO </small>		<small> PROYECTO: ESCUELA NAVAL MILITAR DE MARÍN PARA: JEF. DE APOYO LOGÍSTICO PARA: JEF. DE APOYO LOGÍSTICO PARA: JEF. DE APOYO LOGÍSTICO </small>	
<small> ELABORADO POR: JESÚS GARCÍA GARCÍA PARA: JEF. DE APOYO LOGÍSTICO PARA: JEF. DE APOYO LOGÍSTICO PARA: JEF. DE APOYO LOGÍSTICO </small>		<small> PROYECTO: ESCUELA NAVAL MILITAR DE MARÍN PARA: JEF. DE APOYO LOGÍSTICO PARA: JEF. DE APOYO LOGÍSTICO PARA: JEF. DE APOYO LOGÍSTICO </small>	
1100	1100	DICIEMBRE 2.005	1/6
1/6		2/2	









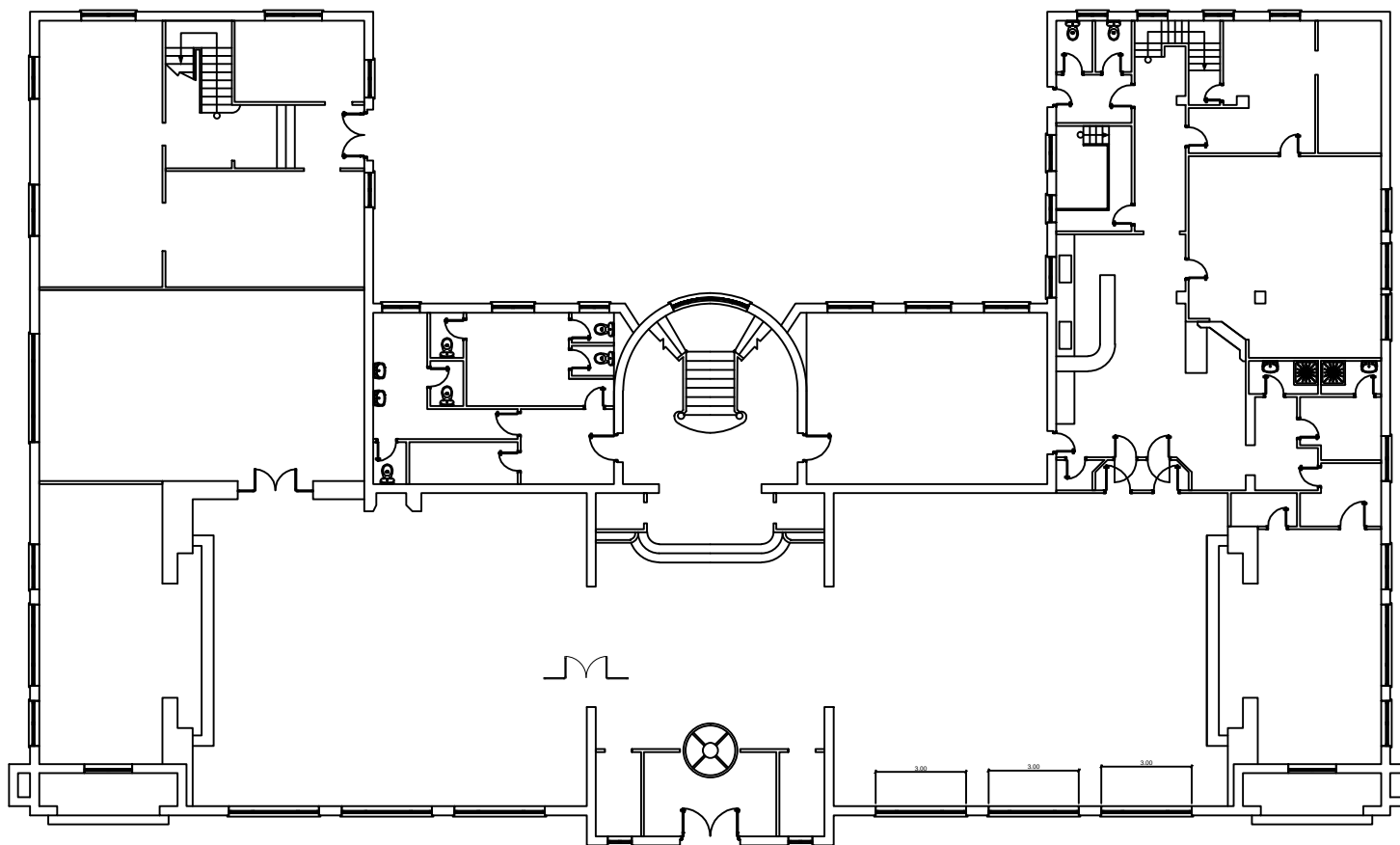


ALZADO POSTERIOR



ALZADO LATERAL DERECHO

REVISIONES		FECHA	POR
1			
 MINISTERIO DE DEFENSA REPUBLICA DEL APITO SACRIFICIO DIRECCION DE INFRAESTRUCTURA NAVAL 			
OBJETO	ESCUELA NAVAL MILITAR MARIN (PONTEVEDRA) CUARTEL DE ALUMNOS "MARQUES DE LA VICTORIA"		
UBICACION	PONTEVEDRA/MARIN/ESCUELA NAVAL MILITAR ADECUACION DEL CUARTEL DE ALUMNOS "MARQUES DE LA VICTORIA"		
PROYECTISTA	D. VICENTE ROCABERT BELLA DISEÑO Y DISEÑO DISEÑO DE PLANO CAPITAN DE MAR Y ACERO		
PROYECTO	REPARACION DE CUBIERTAS PLUMBALES Y FACHADA ESTADO ACTUAL ALZADOS		
ESCALA	1/100	PROYECTO N°	7
FECHA	JUNIO - 2000	PLANO N°	3
DE DISEÑO		FECHA N°	17 DE JUNIO
DE PLANO		FECHA	



Nº		DESCRIPCION	FECHA	POR
REVISIONES				
				
MINISTERIO DE DEFENSA JEFATURA DE APOYO LOGÍSTICO DIRECCIÓN DE INFRAESTRUCTURA NAVAL JEFATURA INSTALACIONES NAVALES FERROL (JINAFER)				
CONSULTOR	PLAZA DE PONTEVEDRA-MARIN			
PROYECTADO	PROYECTO BASICO Y DE EJECUCION DE: PONTEVEDRA - MARIN - ESCUELA NAVAL MILITAR Piazza de ESPAÑA, s/n - 7º SECTOR. REMODELACIÓN 9 HABITACIONES Y BAÑOS 1ª PL. ALA OESTE RESIDENCIA "JAVIER QUIROGA"			
EXAMINADO Y CONFORME I.T.A. INGENIERO INDUSTRIAL	PLANO			
JOSÉ MEL FRAGA (34.636.278-A)				
FECHA	JULIO - 2008	PROYECTO Nº	07DE045A	PLANO Nº
ESCALA	SIGNATURA	Nº DE PLANOS	09	HOJA Nº
ESPECIFICACIONES			NORMAS	

ANEXO II: TABLAS DE RESULTADOS DE IRRADIACIÓN SOLAR ANUAL INCIDENTE EN TEJADOS

El presente anexo recoge los datos procedentes de la simulación realizada con Skelion y PVGIS. Las tablas que se muestran a continuación contienen los datos de irradiación mensual y total anual así como los cálculos realizados para obtener la irradiación solar anual incidente sobre el tejado de cada edificio. También se incluye el cálculo y resultados de la superficie total de tejado de cada edificio. Cada edificio se identifica en las tablas por un código de tres letras como se indica a continuación:

Edificio	Identificador
1. Aula 14	AUL14
2. Barrio industrial Sur	SUR
3. Barrio industrial Talleres	TLR
4. Bazar	BAZ
5. Casino de alumnos “Almirante Bonifaz”	CAS
6. Cuartel de alumnos “Almirante Francisco Moreno”	CFM
7. Cuartel de marinería “Méndez Núñez”	CMR
8. Cuartel de alumnos “Marqués de la Victoria”	MDV
9. Edificio de la Oficina de Correos de la ENM	COR
10. Edificio del Centro Universitario de la Defensa	CUD
11. Edificio del Departamento de Táctica e Infantería de Marina	TAC
12. Hospital	HSP
13. Imprenta	IMP
14. Edificio de aulas “Isaac Peral”	IPL
15. Jefatura de Estudios	JDE
16. Jefatura de Instrucción edificio “Príncipe de Asturias”	JFI
17. Lavandería	LAV
18. Gimnasio “GGMM Barrutia”	GIM
19. Residencia de oficiales “Javier Quiroga”	RSO

20. Sección de obras	OBR
21. Taller de automóviles 1	AUT1
22. Taller de automóviles 2	AUT2
23. Edificio muelle de Torpedos 1	TRP1
24. Edificio muelle de Torpedos 2	TRP2
25. Edificio muelle de Torpedos 3	TRP3
26. Túnel del viento	TDV

ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL FOTOVOLTAICO INTEGRADO EN EDIFICIOS EN LAS INSTALACIONES DE LA ESCUELA NAVAL MILITAR DE
MARÍN

ID	S (m ²)	A (°)	E (°)	Hene	Hfeb	Hmar	Habr	Hmay	Hjun	Hjul	Hago	Hsep	Hoct	Hnov	Hdic	Hav	Haño	H'
COR 01	313,6	106,79	28	57,2	81	135	157	185	198	206	193	153	105	64,2	52,6	132	1590	772,007184
COR 02	332,28	286,79	28	41,4	61,7	114	141	174	191	196	175	129	83,9	47,6	37	116	1390	715,100638
Stotal COR	645,88																	1487,10782 Htotal
TDV 01	124,6	121,01	30,23	64,5	89,3	144	162	187	198	207	198	163	115	72,1	60,2	138	1660	837,223234
TDV 02	122,45	301,01	30,23	50,8	74,2	130	156	190	206	214	195	148	98,5	57,9	45,9	131	1570	778,168387
StotaTDV	247,05																	1615,39162 Htotal
CUD 01	249,08	180	0	50,8	74,2	130	156	190	206	214	195	148	98,5	57,9	45,9	131	1570	251,561971
CUD 02	323,98	31,01	30,01	24,8	38,4	83,7	117	157	177	179	147	93,9	54,6	27,9	20,6	93,4	1120	233,422493
CUD 03	547,5	211,01	28,4	74,9	101	157	169	190	199	211	206	176	129	84,4	72,1	148	1770	623,395797
CUD 04	235,43	31,01	30,01	24,8	38,4	83,7	117	157	177	179	147	93,9	54,6	27,9	20,6	93,4	1120	169,623611
CUD 05	58,32	211,01	28,38	74,9	101	157	169	190	199	211	206	176	129	84,4	72	148	1770	66,4044619
CUD 06	140,2	211,1	28,38	74,9	101	157	169	190	199	211	206	176	129	84,4	72	148	1770	159,634869
Stotal CUD	1554,51																	1504,0432 Htotal
JFI 01	311,23	84,98	5,13	50,1	73,4	129	155	189	205	213	194	147	97,3	57,1	45	130	1560	337,250146
JFI 02	263,12	264,198	5,13	51,2	74,6	130	156	190	206	214	195	149	99,1	58,5	46,4	131	1570	286,945625
JFI 03	72,16	180	0	50,8	74,2	130	156	190	206	214	195	148	98,5	57,9	45,9	131	1570	78,694118
JFI 04	69,91	354,98	7,14	42	63,7	118	148	185	203	209	186	135	86,3	48,3	36,7	122	1460	70,8986969
JFI 05	54,67	174,98	7,14	59,1	84	140	163	193	207	217	202	160	110	67	54,5	138	1660	63,0381206
JFI 06	68,47	24	8,16	41,5	63,1	117	147	184	202	208	185	134	85,4	47,8	36,2	121	1450	68,9627268
JFI 07	88,64	204	8,16	59,4	84,3	141	163	193	207	217	202	160	110	67,4	55	138	1660	102,207774
JFI 08	176,16	180	0	50,8	74,2	130	156	190	206	214	195	148	98,5	57,9	45,9	131	1570	192,111361
JFI 09	335,28	180	0	50,8	74,2	130	156	190	206	214	195	148	98,5	57,9	45,9	131	1570	365,639743
Stotal JFI	1439,64																	1565,74831 Htotal

ID	S (m2)	A (°)	E (°)	Hene	Hfeb	Hmar	Habr	Hmay	Hjun	Hjul	Hago	Hsep	Hoct	Hnov	Hdic	Hav	Haño	H'
AUL14 01	49,15	121,01	34,99	65,6	90,3	144	161	184	194	204	196	162	115	73,1	61,5	138	1650	629,296966
AUL14 02	15,01	31,01	48,24	20,1	27,6	61,5	88,6	124	142	139	109	64,5	38,5	21,5	17,5	71,2	854	99,468767
AUL14 03	14,42	207,67	51,06	85,8	111	160	160	170	172	184	191	176	138	95,8	84,8	144	1730	193,579576
AUL14 04	50,29	301,01	34,99	32,8	50	98,8	127	161	178	181	157	110	69,2	37,7	28,5	103	1230	479,993016
Stotal AUL14	128,87																	1402,33833 Htotal
BAZ 01	50,29	121,01	34,99	65,6	90,3	144	161	184	194	204	196	162	115	73,1	61,5	138	1650	626,725831
BAZ 02	15,01	31,01	48,24	20,1	27,6	61,5	88,6	124	142	139	109	64,5	38,5	21,5	17,5	71,2	854	96,8167674
BAZ 03	15,67	207,67	45,74	84,4	111	161	164	176	180	192	197	178	138	94,5	82,9	147	1760	208,302115
BAZ 04	51,43	301,01	34,99	32,8	50	98,8	127	161	178	181	157	110	69,2	37,7	28,5	103	1230	477,786254
Stotal BAZ	132,4																	1409,63097 Htotal
TAC 01	429,36	27,67	24,26	27,1	42,7	90,9	125	166	186	188	158	104	60,6	30,9	22,3	100	1200	600
TAC 02	429,36	207,67	24,26	73	99,5	155	169	192	202	214	207	175	127	82,3	69,8	147	1770	885
Stotal TAC	858,72																	1485 Htotal
JDE 01	286,93	124,23	37,78	67,9	92,7	146	161	183	192	202	196	164	118	75,6	64	138	1660	702,61661
JDE 02	35,96	117,67	34,56	63,7	88,2	142	160	184	194	204	195	160	113	71,1	59,5	136	1630	86,4652604
JDE 03	34,75	213,69	37,71	78,9	105	158	167	184	191	203	202	177	133	88,7	76,8	147	1760	90,2197964
JDE 04	320,26	304,23	37,79	30,4	46,4	93,7	122	156	173	176	151	104	64,9	34,8	26,2	98,2	1180	557,466883
Stotal JDE	677,9																	1436,76855 Htotal

ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL FOTOVOLTAICO INTEGRADO EN EDIFICIOS EN LAS INSTALACIONES DE LA ESCUELA NAVAL MILITAR DE
MARÍN

ID	S (m²)	A (º)	E (º)	Hene	Hfeb	Hmar	Habr	Hmay	Hjun	Hjul	Hago	Hsep	Hoct	Hnov	Hdic	Hav	Haño	H'	
CAS 01	150,34	111,8	40,16	60,9	84,6	137	155	179	188	197	189	155	109	67,9	56,7	132	1580	127,981337	
CAS 02	147,06	291,8	40,16	35,5	53,4	103	129	161	176	180	159	114	73,5	40,9	31,4	105	1260	99,8343777	
CAS 03	59,78	111,8	24,78	58,9	83,2	138	160	187	200	209	197	157	108	66,2	54,4	135	1620	52,1778204	
CAS 04	190,67	21,8	19,76	29,2	46,6	97	130	171	191	195	166	111	65,6	33,6	24,2	105	1260	129,439826	
CAS 05	190,67	201,08	19,76	70,5	96,9	153	169	194	204	216	208	173	124	79,6	67	146	1750	179,777536	
CAS 06	59,78	291,8	24,78	40,2	60,4	113	141	175	192	198	175	127	82,3	46,3	35,7	116	1390	44,7698582	
CAS 07	145,27	111,8	40,6	60,9	84,6	137	155	178	188	197	189	154	109	67,9	56,7	131	1580	123,66535	
CAS 08	148,98	291,8	40,6	35,4	53,2	102	128	160	176	179	159	113	73,2	40,7	31,3	104	1250	100,335124	
CAS 09	30,8	111,8	40,1	60,9	84,6	137	155	179	189	198	189	155	109	67,9	56,7	132	1580	26,2194038	
CAS 10	141,71	21,8	38,88	21,9	28,1	64,9	97	140	161	159	123	70,4	39,8	23,2	19,1	79	947	72,3045263	
CAS 11	141,71	201,8	38,88	83,6	111	163	169	183	188	201	203	181	139	93,6	81,6	150	1800	137,432046	
CAS 12	30,8	291,8	40,1	35,6	53,4	103	129	161	176	180	159	114	73,5	40,9	31,5	105	1260	20,9091448	
CAS 13	29,8	111,17	30,97	59,7	83,8	138	158	184	196	205	194	156	108	66,9	55,3	134	1610	25,8497977	
CAS 14	179,43	21,17	30,42	22,7	33,9	77,8	112	155	176	177	143	87,5	48,9	24,7	20,4	90	1080	104,408011	
CAS 15	179,43	201,17	30,42	78,8	106	160	171	189	197	209	207	180	134	88,5	76,1	150	1800	174,013351	
CAS 16	29,8	291,17	30,96	38,6	57,9	109	137	170	187	191	169	123	79,1	44,4	34,2	112	1340	21,5147384	
Stotal CAS	1856,03																	1440,63225	Htotal
GIM 01	453,75	318,27	14,74	37,6	57,7	111	141	179	198	203	178	126	79,2	43,3	32,4	116	1390	256,052038	
GIM 02	481,39	138,27	13,34	61,8	86,9	143	164	193	206	216	203	163	113	69,6	57,2	140	1680	328,324388	
GIM 03	79,06	318,27	14	38,2	58,5	112	142	180	198	204	179	128	80,2	44	33,1	116	1400	44,934679	
GIM 04	79,06	138,27	14	62,3	87,5	143	164	193	206	216	203	163	113	70,2	57,8	140	1680	53,9216148	
GIM 05	684,98	318,27	12,28	39,6	60,4	114	144	181	200	206	181	130	82,4	45,7	34,5	118	1420	394,878086	
GIM 06	684,98	138,27	12,28	61	86,1	142	164	193	206	216	203	162	112	68,8	56,4	139	1670	464,398876	
Stotal GIM	2463,22																	1542,50968	Htotal

ID	S (m ²)	A (°)	E (°)	Hene	Hfeb	Hmar	Habr	Hmay	Hjun	Hjul	Hago	Hsep	Hoct	Hnov	Hdic	Hav	Haño	H'
SUR 01	7,88	36,72	44,28	21,8	32	70,3	99	135	152	152	123	75,8	44,9	23,9	18,4	79	947	23,5375978
SUR 02	79,89	306,72	36,03	30	45,9	93,4	122	157	175	177	151	103	64,1	34,4	25,7	98,2	1180	297,344815
SUR 03	79,89	126,72	36,03	68,9	94	147	163	184	193	204	198	166	119	76,7	65	140	1680	423,33838
SUR 04	83,85	306,72	36,03	30	45,9	93,4	122	157	175	177	151	103	64,1	34,4	25,7	98,2	1180	312,083649
SUR 05	65,53	126,72	48,81	70,8	94,9	145	156	173	179	189	188	162	119	78,3	67,4	135	1620	334,842922
Stotal SUR	317,04																	1391,14736 Htotal
AUT1 01	24,95	36,72	36,87	23,9	36	78,4	109	147	166	167	137	86,6	50,9	26,5	20	87,4	1050	63,1782665
AUT1 02	183,24	306,72	31,01	31,9	48,9	97,8	127	163	181	184	159	109	68	36,6	27,4	103	1230	543,542179
AUT1 03	163,03	126,72	31,01	67,4	92,6	147	164	187	197	208	200	166	118	75,3	63,3	141	1690	664,44967
AUT1 04	22,32	216,72	23,36	70	96,1	152	168	192	203	214	206	171	123	79,1	66,7	145	1740	93,6593836
AUT1 05	21,12	157,15	34,89	81,2	108	161	170	186	193	205	205	181	135	90,4	78,2	150	1790	91,1705976
Stotal AUT1	414,66																	1456,0001 Htotal
AUT2 01	40,91	36,72	33,69	25	38,2	82,2	114	153	172	173	143	91,6	53,9	28	20,8	91,1	1090	39,1748076
AUT2 02	248,05	306,72	21,62	36,1	55,3	107	137	174	192	197	172	121	76,3	41,6	31,3	112	1340	292,008118
AUT2 03	496,1	126,72	21,63	63,7	88,8	144	164	191	203	213	202	164	114	71,5	59,3	140	1680	732,199459
AUT2 04	53,37	306,72	22,3	35,9	54,9	107	136	173	191	196	171	120	75,6	41,3	31	111	1330	62,3590856
AUT2 05	193,12	306,72	21,63	36,1	55,3	107	137	174	192	197	172	121	76,3	41,6	31,3	112	1340	227,343712
AUT2 06	40,91	216,72	33,69	75,9	102	156	168	187	195	207	204	175	130	85,5	73,4	147	1760	63,2547352
AUT2 07	65,82	180	0	50,8	74,2	130	156	190	206	214	195	148	98,5	57,9	45,9	131	1570	90,7838142
Stotal AUT2	1138,28																	1507,12373 Htotal
IMP 01	168,02	306,72	26,61	33,8	51,8	102	132	168	187	190	165	115	71,7	38,8	29,1	107	1280	613,946903
IMP 02	159,91	126,72	26,61	65,8	91,1	146	164	189	200	211	201	165	117	73,6	61,6	140	1690	771,475592
IMP 03	22,37	216,72	33,89	76	102	156	168	187	195	207	203	175	130	85,6	73,5	146	1760	112,392806
Stotal IMP	350,3																	1497,8153 Htotal

ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL FOTOVOLTAICO INTEGRADO EN EDIFICIOS EN LAS INSTALACIONES DE LA ESCUELA NAVAL MILITAR DE
MARÍN

ID	S (m²)	A (º)	E (º)	Hene	Hfeb	Hmar	Habr	Hmay	Hjun	Hjul	Hago	Hsep	Hoct	Hnov	Hdic	Hav	Haño	H'	
OBR 01	211,32	180	0	50,8	74,2	130	156	190	206	214	195	148	98,5	57,9	45,9	131	1570	274,7461	
OBR 02	32,36	36,72	35,67	24,2	36,9	79,7	111	149	168	169	139	88,4	52	27,1	20,3	88,8	1070	28,6736891	
OBR 03	91,91	306,72	25,5	34,2	52,5	103	133	170	188	192	166	116	72,6	39,4	29,5	108	1300	98,9458081	
OBR 04	91,89	126,72	25,5	65,4	90,6	145	164	190	201	211	201	165	116	73,2	61,1	140	1680	127,840604	
OBR 05	118,46	306,72	5,18	46,9	69,6	125	152	187	205	212	191	143	93,2	53,8	41,9	127	1520	149,109941	
OBR 06	100,72	36,72	24,18	29,6	46,3	95	127	167	186	190	161	108	64,7	33,8	24,7	103	1230	102,591672	
OBR 07	32,51	306,72	38,07	29,3	44,8	91,5	120	154	172	174	148	101	62,7	33,5	25,1	96,3	1160	31,2295869	
OBR 08	32,51	126,72	38,07	69,4	94,3	147	162	183	191	202	197	166	120	77,1	65,6	139	1670	44,9598364	
OBR 09	100,72	216,72	24,18	70,5	96,6	152	168	192	202	213	206	172	124	79,7	67,3	145	1740	145,129683	
OBR 10	211,32	180	0	50,8	74,2	130	156	190	206	214	195	148	98,5	57,9	45,9	131	1570	274,7461	
OBR 11	91,92	306,72	25,5	34,2	52,5	103	133	170	188	192	166	116	72,6	39,4	29,5	108	1300	98,9565736	
OBR 12	91,92	126,72	25,5	65,4	90,6	145	164	190	201	211	201	165	116	73,2	61,1	140	1680	127,882341	
Stotal OBR	1207,56																	1504,81193	Htotal
LAV 01	256,7	306,72	25,95	34,1	52,1	103	132	169	187	191	166	116	72,4	39,2	29,4	108	1290	645	
LAV 02	256,7	126,72	25,95	65,6	90,8	146	164	189	201	211	201	165	116	73,4	61,3	140	1680	840	
Stotal LAV	513,4																	1485	Htotal
TLR 01	58,12	36,72	23,81	29,8	46,5	95,6	128	168	187	190	162	109	65	33,9	24,8	103	1240	51,7557164	
TLR 02	455,81	306,72	20,99	36,5	55,8	108	138	175	193	198	173	122	76,7	42	31,6	112	1350	441,904731	
TLR 03	455,81	126,72	20,99	63,4	88,5	144	164	191	203	213	202	163	114	71,2	59	140	1680	549,925888	
TLR 04	58,12	261,72	23,81	70,3	96,4	152	168	192	202	213	206	172	124	79,5	67	145	1740	72,6249569	
TLR 05	19,23	36,72	36,87	23,9	36	78,4	109	147	166	167	137	86,6	50,9	26,5	20	87,4	1050	14,5003878	
TLR 06	163,08	306,72	37,96	29,3	44,9	91,6	120	155	172	174	149	101	62,8	33,6	25,1	96,4	1160	135,853154	
TLR 07	163,08	126,72	37,96	69,3	94,3	147	162	183	191	202	197	166	120	77,1	65,5	139	1670	195,581696	
TLR 08	19,23	216,72	36,87	77,3	103	157	167	185	192	204	202	175	131	87	75,1	146	1760	24,3054119	
Stotal TLR	1392,48																	1486,45194	Htotal

ID	S (m²)	A (º)	E (º)	Hene	Hfeb	Hmar	Habr	Hmay	Hjun	Hjul	Hago	Hsep	Hoct	Hnov	Hdic	Hav	Haño	H'	
CFM 01	61,89	66,71	17,29	42,6	63,6	117	145	181	198	204	182	134	85,6	48,4	37,3	120	1440	28,4254945	
CFM 02	160,2	336,71	17,39	31,7	50,1	102	134	174	194	198	170	116	70,1	36,6	26,4	109	1300	66,4249012	
CFM 03	218,16	156,71	17,39	68,2	94,4	150	168	194	205	216	207	170	121	76,7	64,1	145	1740	121,073592	
CFM 04	239,07	336,71	15,2	33,9	53,1	106	138	177	196	201	174	121	73,8	39,2	28,5	112	1340	102,17742	
CFM 05	223,91	336,71	17,39	31,7	50,1	102	134	174	194	198	170	116	70,1	36,6	26,4	109	1300	92,8414459	
CFM 06	262,53	156,71	17,39	68,2	94,4	150	168	194	205	216	207	170	121	76,7	64,1	145	1740	145,697882	
CFM 07	61,89	246,71	17,29	57,5	81,7	138	160	190	204	213	198	156	107	65,6	53,5	135	1620	31,9786813	
CFM 08	61,09	66,71	17,29	42,6	63,6	117	145	181	198	204	182	134	85,6	48,4	37,3	120	1440	28,058062	
CFM 09	215,55	336,71	17,6	31,4	49,8	101	134	174	194	198	170	116	69,8	36,4	26,2	108	1300	89,3750777	
CFM 10	158,29	156,71	17,6	68,4	94,6	150	168	194	205	216	207	171	121	76,9	64,3	145	1740	87,8471711	
CFM 11	244,17	156,71	15,39	66,4	92,4	148	167	194	206	217	206	168	119	74,8	62,2	143	1720	133,950952	
CFM 12	257,97	336,71	17,6	31,4	49,8	101	134	174	194	198	170	116	69,8	36,4	26,2	108	1300	106,963994	
CFM 13	214,27	156,71	17,6	68,4	94,6	150	168	194	205	216	207	171	121	76,9	64,3	145	1740	118,914735	
CFM 14	61,09	246,71	17,29	57,5	81,7	138	160	190	204	213	198	156	107	65,6	53,5	135	1620	31,5653197	
CFM 15	223,81	180	0	50,8	74,2	130	156	190	206	214	195	148	98,5	57,9	45,9	131	1570	112,073825	
CFM 16	179,55	66,71	19,6	41,6	62,3	115	144	179	196	202	180	131	84	47,3	36,4	118	1420	81,3202691	
CFM 17	179,55	246,71	19,6	58,2	82,5	139	160	189	203	212	198	157	108	66,3	54,3	136	1630	93,346506	
CFM 18	55,87	66,71	17,87	42,3	63,3	116	145	180	197	203	181	133	85,2	48,1	37,1	119	1430	25,4823667	
CFM 19	56,41	246,71	17,29	57,5	81,7	138	160	190	204	213	198	156	107	65,6	53,5	135	1620	29,1471548	
Stotal CFM	3135,27																	1526,66485	Htotal

ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL FOTOVOLTAICO INTEGRADO EN EDIFICIOS EN LAS INSTALACIONES DE LA ESCUELA NAVAL MILITAR DE
MARÍN

ID	S (m²)	A (º)	E (º)	Hene	Hfeb	Hmar	Habr	Hmay	Hjun	Hjul	Hago	Hsep	Hoct	Hnov	Hdic	Hav	Haño	H'	
RSO 01	38,57	10	26,57	23	34,6	81,3	118	161	182	183	150	93,1	50,9	24,9	20,9	93,5	1120	35,6190272	
RSO 02	162,87	100	24,78	53,8	77,1	131	155	185	198	207	191	149	101	60,5	49	130	1560	209,498099	
RSO 03	118,12	280	24,78	45,1	66,5	120	146	179	195	201	182	136	89,6	51,9	40,8	121	1450	141,22313	
RSO 04	64,73	10	23,2	24,5	39,3	88,2	124	166	186	189	157	101	57	27,9	20,4	98,4	1180	62,9799058	
RSO 05	108,52	190	23,2	74,9	102	158	171	193	202	214	209	178	130	84,2	71,6	149	1790	160,168537	
RSO 06	38,57	10	26,57	23	34,6	81,3	118	161	182	183	150	93,1	50,9	24,9	20,9	93,5	1120	35,6190272	
RSO 07	118,12	100	24,78	53,8	77,1	131	155	185	198	207	191	149	101	60,5	49	130	1560	151,936609	
RSO 08	162,87	280	24,78	45,1	66,5	120	146	179	195	201	182	136	89,6	51,9	40,8	121	1450	194,725798	
RSO 09	64,73	10	23,2	24,5	39,3	88,2	124	166	186	189	157	101	57	27,9	20,4	98,4	1180	62,9799058	
RSO 10	108,52	190	23,2	74,9	102	158	171	193	202	214	209	178	130	84,2	71,6	149	1790	160,168537	
RSO 11	30,23	190	29,74	80,1	108	162	172	190	197	210	208	182	136	89,8	77,3	151	1810	45,1160547	
RSO 12	59,77	100	30,96	54	77,1	131	153	182	194	202	189	148	101	60,7	49,3	128	1540	75,8959094	
RSO 13	59,77	280	30,96	43,9	64,7	118	143	175	190	196	177	132	87,3	50,3	39,7	118	1420	69,9819425	
RSO 14	23,4	100	30,76	54	77,1	131	153	182	195	203	189	148	101	60,7	49,3	128	1540	29,7133057	
RSO 15	23,4	280	30,76	43,9	64,8	118	143	175	190	196	177	132	87,4	50,4	39,8	118	1420	27,3979832	
RSO 16	6,12	82	32,04	44,7	65,6	117	143	175	189	195	177	133	87,2	50,3	39,8	118	1420	7,16562637	
RSO 17	6,12	46	32,04	28,7	44,3	90,8	122	159	177	179	152	102	61,5	32,3	24	97,6	1170	5,90407243	
RSO 18	6,12	10	32,04	23,1	28,4	70,5	107	151	173	173	138	79,7	41,7	24,5	20,2	85,9	1030	5,19760222	
RSO 19	6,12	334	32,04	22,8	34,5	78,1	111	153	174	175	141	86,8	49,7	25,3	20,2	89,3	1070	5,39945085	
RSO 20	6,12	298	32,04	35,2	53,2	104	131	166	183	187	163	115	73,5	40,4	30,7	107	1280	6,45915616	
Stotal RSO	1212,79																	1493,14968	Htotal

ID	S (m ²)	A (°)	E (°)	Hene	Hfeb	Hmar	Habr	Hmay	Hjun	Hjul	Hago	Hsep	Hoct	Hnov	Hdic	Hav	Haño	H'
HSP 01	10,6	345	28,02	22,9	34,3	79,9	116	159	180	181	148	90,7	50	24,6	20,7	92,1	1110	5,41740143
HSP 02	109,49	345	31,78	23,2	30,2	72,9	109	152	174	174	139	81,8	44,3	24,3	20,2	87	1040	52,4288062
HSP 03	85,82	165	31,78	80,9	108	162	171	189	195	208	207	182	136	90,3	77,9	151	1810	71,5202888
HSP 04	9,75	165	31,78	80,9	108	162	171	189	195	208	207	182	136	90,3	77,9	151	1810	8,12541151
HSP 05	139,67	255	35,13	56,8	80,1	134	154	181	193	201	189	151	105	64,8	53,3	130	1560	100,32055
HSP 06	63,85	75	31,78	41,3	61,3	112	140	172	187	192	173	127	82,2	46,5	36,3	114	1370	40,2757506
HSP 07	85,82	345	31,78	23,2	30,2	72,9	109	152	174	174	139	81,8	44,3	24,3	20,2	87	1040	41,0945306
HSP 08	85,82	165	31,78	80,9	108	162	171	189	195	208	207	182	136	90,3	77,9	151	1810	71,5202888
HSP 09	63,85	75	31,78	41,3	61,3	112	140	172	187	192	173	127	82,2	46,5	36,3	114	1370	40,2757506
HSP 10	85,82	345	31,78	23,2	30,2	72,9	109	152	174	174	139	81,8	44,3	24,3	20,2	87	1040	41,0945306
HSP 11	9,39	345	31,78	23,2	30,2	72,9	109	152	174	174	139	81,8	44,3	24,3	20,2	87	1040	4,49636031
HSP 12	109,11	165	31,78	80,9	108	162	171	189	195	208	207	182	136	90,3	77,9	151	1810	90,9296051
HSP 13	9,56	165	31,4	80,6	108	162	171	189	196	208	207	182	136	90	77,6	151	1810	7,96707016
HSP 14	9,56	345	31,4	23,2	30,7	73,6	109	153	174	175	140	82,7	44,9	23,9	20,3	87,5	1050	4,62178103
HSP 15	109,46	345	31,4	23,2	30,2	72,9	109	152	174	174	139	81,8	44,3	24,3	20,2	87	1040	52,4144409
HSP 16	85,85	165	31,78	80,9	108	162	171	189	195	208	207	182	136	90,3	77,9	151	1810	71,54529
HSP 17	9,7	165	31,78	80,9	108	162	171	189	195	208	207	182	136	90,3	77,9	151	1810	8,08374273
HSP 18	63,85	255	31,78	56,7	80,1	135	155	183	195	203	191	152	105	64,6	53,1	131	1570	46,1554222
HSP 19	139,67	75	35,13	40,4	60,1	110	137	169	184	189	170	125	80,5	45,5	35,5	112	1350	86,8158608
HSP 20	84,67	345	31,78	23,2	30,2	72,9	109	152	174	174	139	81,8	44,3	24,3	20,2	87	1040	40,5438581
HSP 21	84,67	165	31,78	80,9	108	162	171	189	195	208	207	182	136	90,3	77,9	151	1810	70,5619069
HSP 22	63,85	255	31,78	56,7	80,1	135	155	183	195	203	191	152	105	64,6	53,1	131	1570	46,1554222
HSP 23	9,39	345	31,78	23,2	30,2	72,9	109	152	174	174	139	81,8	44,3	24,3	20,2	87	1040	4,49636031
HSP 24	85,82	345	31,78	23,2	30,2	72,9	109	152	174	174	139	81,8	44,3	24,3	20,2	87	1040	41,0945306
HSP 25	109,11	165	31,78	80,9	108	162	171	189	195	208	207	182	136	90,3	77,9	151	1810	90,9296051

ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL FOTOVOLTAICO INTEGRADO EN EDIFICIOS EN LAS INSTALACIONES DE LA ESCUELA NAVAL MILITAR DE
MARÍN

ID	S (m ²)	A (°)	E (°)	Hene	Hfeb	Hmar	Habr	Hmay	Hjun	Hjul	Hago	Hsep	Hoct	Hnov	Hdic	Hav	Haño	H'
HSP 26	9,56	165	31,4	80,6	108	162	171	189	196	208	207	182	136	90	77,6	151	1810	7,96707016
HSP 27	40,03	345	32,14	23,1	30	72,1	108	152	173	173	138	81	43,7	24,5	20,1	86,5	1040	19,1681899
HSP 28	35,06	75	31,76	41,3	61,4	112	140	172	187	193	173	127	82,2	46,5	36,3	114	1370	22,1153926
HSP 29	35,06	255	31,76	56,7	80,1	135	155	183	195	203	191	152	105	64,6	53,1	131	1570	25,343917
HSP 30	35,28	165	31,39	80,6	108	162	171	189	196	208	207	182	136	90	77,6	151	1810	29,401489
HSP 31	16,45	75	31,99	41,2	61,3	112	139	172	187	192	173	127	82,1	46,5	36,3	114	1370	10,3764463
HSP 32	16,45	255	31,99	56,7	80,1	135	155	182	195	203	191	152	105	64,6	53,1	131	1570	11,891256
HSP 33	13,22	165	25,34	76,1	103	158	171	192	201	213	209	178	131	85,2	72,7	149	1790	10,8954873
HSP 34	13,22	345	25,34	23,7	37,5	85,1	120	163	184	186	153	97	54,5	26,6	20,1	95,9	1150	6,9998941
HSP 35	16,37	75	31,99	41,2	61,3	112	139	172	187	192	173	127	82,1	46,5	36,3	114	1370	10,3259834
HSP 36	16,37	255	31,99	56,7	80,1	135	155	182	195	203	191	152	105	64,6	53,1	131	1570	11,8334262
HSP 37	34,92	345	31,79	23,2	30,2	72,8	108	152	174	174	139	81,8	44,3	24,3	20,2	87	1040	16,7212888
HSP 38	31,01	75	31,77	41,3	61,3	112	140	172	187	193	173	127	82,2	46,5	36,3	114	1370	19,5607052
HSP 39	40,48	165	31,74	80,9	108	162	171	189	196	208	207	182	136	90,3	77,8	151	1810	33,7350418
HSP 40	31,01	255	31,77	56,7	80,1	135	155	183	195	203	191	152	105	64,6	53,1	131	1570	22,4162826
HSP 41	63,25	180	0	50,8	74,2	130	156	190	206	214	195	148	98,5	57,9	45,9	131	1570	45,7216986
Stotal HSP	2171,89																	1443,35814 Htotal

ID	S (m ²)	A (°)	E (°)	Hene	Hfeb	Hmar	Habr	Hmay	Hjun	Hjul	Hago	Hsep	Hoct	Hnov	Hdic	Hav	Haño	H'
CMR 01	33,38	160,7	35,54	82,4	110	162	170	186	192	204	205	182	137	91,8	79,6	150	1800	27,2756986
CMR 02	33,38	340,7	35,54	22,5	29,1	68,7	102	146	167	167	131	75,3	41,8	23,9	19,6	82,8	994	15,0622469
CMR 03	8,53	70,7	41,01	36,6	54,8	103	130	161	175	180	160	116	73,9	41,2	31,8	105	1260	4,87906521
CMR 04	8,53	250,7	41,01	59,4	82,8	136	154	177	188	197	188	152	108	67,6	56,4	131	1570	6,07947014
CMR 05	36,02	160,7	29,98	78,9	106	160	171	190	197	210	208	180	134	88,1	75,6	150	1800	29,4329139
CMR 06	108,34	70,7	26,57	40,8	60,8	112	141	175	191	196	175	128	81,9	46,1	35,7	115	1380	67,8711118
CMR 07	108,34	250,7	26,57	58,2	82,2	138	158	186	199	208	195	155	108	66,3	54,4	134	1610	79,1829638
CMR 08	36,02	340,7	29,98	22,8	33,7	77,9	113	156	177	178	144	87,6	48,8	24,5	20,4	90,2	1080	17,6597483
CMR 09	10,51	160,7	34,14	81,6	109	162	170	187	193	206	206	181	136	90,9	78,6	150	1800	8,58800458
CMR 10	10,51	70,7	34,14	38,5	57,7	108	135	168	183	188	167	122	77,7	43,5	33,6	110	1320	6,29787002
CMR 11	10,51	250,7	34,14	59,1	82,9	138	157	182	194	203	192	154	109	67,3	55,8	133	1590	7,58607071
CMR 12	10,51	340,7	34,14	22,8	30	70,9	105	148	170	169	134	78,3	43,5	24,1	19,9	84,7	1020	4,86653593
CMR 13	167,6	180	0	50,8	74,2	130	156	190	206	214	195	148	98,5	57,9	45,9	131	1570	119,451254
CMR 14	10,51	160,7	34,14	81,6	109	162	170	187	193	206	206	181	136	90,9	78,6	150	1800	8,58800458
CMR 15	10,51	70,7	34,14	38,5	57,7	108	135	168	183	188	167	122	77,7	43,5	33,6	110	1320	6,29787002
CMR 16	10,51	250,7	34,14	59,1	82,9	138	157	182	194	203	192	154	109	67,3	55,8	133	1590	7,58607071
CMR 17	10,51	340,7	34,14	22,8	30	70,9	105	148	170	169	134	78,3	43,5	24,1	19,9	84,7	1020	4,86653593
CMR 18	39,78	70,7	25,82	41	61,2	113	141	175	191	197	176	128	82,4	46,4	35,8	116	1390	25,1013237
CMR 19	178,64	340,7	27,45	23,4	36,4	82,5	117	160	181	182	150	93,3	52,7	26,1	20,3	93,7	1120	90,8267509
CMR 20	39,7	160,7	27,45	77,1	104	159	171	191	200	212	208	179	132	86,2	73,7	149	1790	32,2597193
CMR 21	101,2	160,7	27,45	77,1	104	159	171	191	200	212	208	179	132	86,2	73,7	149	1790	82,2338436
CMR 22	39,78	250,7	25,82	58,1	82,1	138	159	187	200	208	195	155	108	66,2	54,3	134	1610	29,0741951
CMR 23	201,04	70,7	27,35	40,5	60,6	112	140	174	190	195	174	127	81,6	45,8	35,5	115	1380	125,944326
CMR 24	201,04	250,7	27,35	58,3	82,3	138	158	186	199	208	195	155	108	66,5	54,7	134	1610	146,935047
CMR 25	39,95	160,7	25,82	75,8	103	158	171	192	201	213	208	178	130	84,9	72,3	149	1790	32,4628661
CMR 26	8,77	340,7	42,27	21,3	26,2	59,1	89,3	133	154	152	114	61,9	36	22,5	18,6	73,9	887	3,5313459
CMR 27	36	70,7	34,14	38,5	57,7	108	135	168	183	188	167	122	77,7	43,5	33,6	110	1320	21,5721523
CMR 28	36	250,7	34,14	59,1	82,9	138	157	182	194	203	192	154	109	67,3	55,8	133	1590	25,984638
CMR 29	8,77	160,7	42,27	85,9	113	163	167	179	183	196	200	182	140	95,3	83,5	149	1790	7,12639139

ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL FOTOVOLTAICO INTEGRADO EN EDIFICIOS EN LAS INSTALACIONES DE LA ESCUELA NAVAL MILITAR DE
MARÍN

ID	S (m ²)	A (°)	E (°)	Hene	Hfeb	Hmar	Habr	Hmay	Hjun	Hjul	Hago	Hsep	Hoct	Hnov	Hdic	Hav	Haño	H'
CMR 30	112,58	340,7	27,45	23,4	36,4	82,5	117	160	181	182	150	93,3	52,7	26,1	20,3	93,7	1120	57,2395635
CMR 31	112,58	60,7	27,45	77,1	104	159	171	191	200	212	208	179	132	86,2	73,7	149	1790	91,481088
CMR 32	193,33	180	0	50,8	74,2	130	156	190	206	214	195	148	98,5	57,9	45,9	131	1570	137,789445
CMR 33	229,46	180	0	50,8	74,2	130	156	190	206	214	195	148	98,5	57,9	45,9	131	1570	163,539885
Total CMR	2202,84																	1494,67402 Htotal

ANTONIO DUELO URCELAY

ID	S (m ²)	A (°)	E (°)	Hene	Hfeb	Hmar	Habr	Hmay	Hjun	Hjul	Hago	Hsep	Hoct	Hnov	Hdic	Hav	Haño	H'
MDV 01	34,79	84,4	34,46	45,5	66,4	118	144	174	188	194	177	134	88,2	51,2	40,6	118	1420	18,3195571
MDV 02	513,11	174,4	31,89	82	110	164	172	188	195	208	208	183	138	91,7	79,2	151	1820	346,301253
MDV 03	69,31	354,4	31,89	23,2	27,7	69,8	107	151	173	173	138	79,4	40,4	24,5	20,2	85,7	1030	26,4731317
MDV 04	131,84	354,4	31,89	23,2	27,7	69,8	107	151	173	173	138	79,4	40,4	24,5	20,2	85,7	1030	50,356625
MDV 05	131,84	354,4	31,89	23,2	27,7	69,8	107	151	173	173	138	79,4	40,4	24,5	20,2	85,7	1030	50,356625
MDV 06	69,31	354,4	31,89	23,2	27,7	69,8	107	151	173	173	138	79,4	40,4	24,5	20,2	85,7	1030	26,4731317
MDV 07	34,79	264,4	34,46	51,5	73,9	128	150	178	191	199	184	143	98,1	59	47,9	125	1500	19,3516448
MDV 08	153,12	84,4	32,35	45,9	67,1	119	145	175	189	196	179	135	88,9	51,6	40,9	119	1430	81,1970319
MDV 09	153,12	264,4	32,35	51,7	74,3	128	151	179	193	201	186	144	98,6	59,2	47,8	126	1510	85,7395232
MDV 10	127,1	84,4	31,66	46	67,3	119	145	176	190	196	179	135	89,2	51,8	41	120	1440	67,8703735
MDV 11	127,1	264,4	31,66	51,7	74,2	128	151	180	194	201	186	144	98,7	59,1	47,9	126	1520	71,6409498
MDV 12	153,12	84,4	32,35	45,9	67,1	119	145	175	189	196	179	135	88,9	51,6	40,9	119	1430	81,1970319
MDV 13	153,12	264,4	32,35	51,7	74,3	128	151	179	193	201	186	144	98,6	59,2	47,8	126	1510	85,7395232
MDV 14	39,79	180	0	50,8	74,2	130	156	190	206	214	195	148	98,5	57,9	45,9	131	1570	23,1657192
MDV 15	112,04	180	0	50,8	74,2	130	156	190	206	214	195	148	98,5	57,9	45,9	131	1570	65,2296351
MDV 16	39,79	180	0	50,8	74,2	130	156	190	206	214	195	148	98,5	57,9	45,9	131	1570	23,1657192
MDV 17	102,37	174,4	36,38	85	113	165	171	185	190	203	205	185	141	94,8	82,5	152	1820	69,0901742
MDV 18	102,37	354,4	36,38	22,4	27,5	60,4	98,5	143	165	164	127	68	34,1	23,7	19,5	79,4	953	36,1774374
MDV 19	29,38	84,4	34,46	45,5	66,4	118	144	174	188	194	177	134	88,2	51,2	40,6	118	1420	15,4707843
MDV 20	29,38	264,4	34,46	51,5	73,9	128	150	178	191	199	184	143	98,1	59	47,9	125	1500	16,3423778
MDV 21	31,01	264,4	33,66	51,6	74,1	128	150	179	192	199	185	144	98,3	59,1	47,9	126	1510	17,3640453
MDV 22	106,3	174,4	33,46	83,1	111	164	171	187	193	206	207	184	139	92,8	80,4	152	1820	71,7425566
MDV 23	95,92	354,4	33,46	22,9	26,6	66,5	104	149	170	170	134	75,5	38	24,2	20	83,4	1000	35,5697953
MDV 24	31,01	84,4	33,66	45,6	66,7	118	144	174	188	195	178	134	88,4	51,3	40,8	119	1420	16,3291022
MDV 25	9,85	264,4	37,34	51,3	73,6	127	148	176	189	196	182	142	97,6	58,7	47,7	124	1490	5,4424531
MDV 26	9,6	174,4	35,39	84,4	112	165	171	186	191	204	206	184	140	94,1	81,8	152	1820	6,479102
MDV 27	9,6	354,4	35,39	22,6	27,7	62,5	100	145	167	166	129	70,6	35,1	23,9	19,7	80,8	970	3,45314777
MDV 28	9,85	84,4	37,34	45	65,7	117	142	171	185	191	175	132	87	50,5	40,1	117	1400	5,11371432
MDV 29	18,41	264,4	33,6	51,6	74,1	128	150	179	192	199	185	144	98,3	59,1	47,9	126	1510	10,308677

ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL FOTOVOLTAICO INTEGRADO EN EDIFICIOS EN LAS INSTALACIONES DE LA ESCUELA NAVAL MILITAR DE
MARÍN

ID	S (m ²)	A (°)	E (°)	Hene	Hfeb	Hmar	Habr	Hmay	Hjun	Hjul	Hago	Hsep	Hoct	Hnov	Hdic	Hav	Haño	H'
MDV 30	24,96	174,4	38,56	86,3	114	166	170	183	187	200	204	185	142	96,1	84	151	1820	16,8456652
MDV 31	24,96	354,4	38,56	22	27	56	94	139	161	159	121	62,4	32,5	23,3	19,2	76,4	916	8,47836776
MDV 32	18,41	84,4	33,6	45,6	66,7	118	144	175	188	195	178	134	88,4	51,3	40,8	119	1420	9,69425254
Stotal MDV	2696,67																	1466,47913 Htotal

ID	S (m ²)	A (°)	E (°)	Hene	Hfeb	Hmar	Habr	Hmay	Hjun	Hjul	Hago	Hsep	Hoct	Hnov	Hdic	Hav	Haño	H'
IPL 01	130,55	0	28,31	23,7	31,1	76,9	114	158	179	180	146	88,1	46,2	23,8	20,7	90,5	1090	63,4667791
IPL 02	929,85	89,39	26,09	49	71,4	125	150	181	196	203	186	142	94,2	55,4	44,1	125	1500	622,081432
IPL 03	957,64	270,61	26,09	49	71,4	126	150	181	196	203	186	142	95,3	56,2	44,9	125	1500	640,673294
IPL 04	60,57	89,38	25,87	49	71,4	125	150	181	196	203	186	142	94,3	55,4	44,2	125	1500	40,5220975
IPL 05	30,73	270,62	25,87	49	71,4	126	150	181	196	203	186	142	95,3	56,2	44,9	125	1500	20,5587594
IPL 06	101,69	180	27,71	79,1	106	162	172	191	199	211	209	181	135	88,6	76	151	1810	82,0918242
IPL 07	31,08	180	25,57	77,3	105	160	172	192	201	213	209	180	133	86,7	74,1	150	1800	24,9514966
Stotal IPL	2242,11																	1494,34568 Htotal
TRP1 01	30,64	0	29	23,6	30,4	75,4	113	156	178	178	144	86,4	45	24,2	20,6	89,6	1080	42,9131653
TRP1 02	189,62	90	23,64	49,6	72	126	151	183	197	205	187	143	95,1	55,9	44,5	126	1510	371,312117
TRP1 03	189,62	270	23,64	49,6	72	127	151	183	198	205	187	143	96,1	56,7	45,3	126	1510	371,312117
TRP1 04	69,39	90	26,07	49,3	71,7	125	150	181	196	203	186	142	94,6	55,7	44,4	125	1500	134,978992
TRP1 05	69,39	270	26,07	49,3	71,7	126	150	181	196	203	186	142	95,7	56,5	45,2	125	1500	134,978992
TRP1 06	31,52	180	31,78	82,1	110	164	172	188	195	208	208	183	138	91,9	79,4	152	1820	74,3936093
TRP1 07	190,94	270	3,89	50,7	74,1	130	156	190	206	214	195	148	98,4	58	45,9	130	1560	386,277622
Stotal TRP1	771,12																	1516,16661 Htotal
TRP2 01	32,47	180	31,78	82,1	110	164	172	188	195	208	208	183	138	91,9	79,4	152	1820	97,7316553
TRP2 02	197,28	90	25,41	49,4	71,7	125	151	182	196	203	187	142	94,8	55,8	44,5	125	1500	489,390907
TRP2 03	197,28	270	25,41	49,4	71,7	126	151	182	197	204	187	142	95,8	56,6	45,2	126	1510	492,653513
TRP2 04	30,7	180	33,85	83,6	111	165	171	187	193	206	207	184	139	93,4	81	152	1820	92,4041213
TRP2 05	58,12	90	25,41	49,4	71,7	125	151	182	196	203	187	142	94,8	55,8	44,5	125	1500	144,177816
TRP2 06	58,12	270	25,41	49,4	71,7	126	151	182	197	204	187	142	95,8	56,6	45,2	126	1510	145,139001
TRP2 07	30,7	0	33,85	22,8	26,6	65,1	103	148	170	169	133	74,2	36,6	24,2	19,9	82,7	992	50,3653232
Stotal TRP2	604,67																	1511,86234 Htotal

ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL FOTOVOLTAICO INTEGRADO EN EDIFICIOS EN LAS INSTALACIONES DE LA ESCUELA NAVAL MILITAR DE
MARÍN

ID	S (m ²)	A (°)	E (°)	Hene	Hfeb	Hmar	Habr	Hmay	Hjun	Hjul	Hago	Hsep	Hoct	Hnov	Hdic	Hav	Haño	H'
TRP3 01	664,09	150,9	28,61	75,6	102	157	170	190	199	211	207	177	129	84,4	72,1	148	1770	623,568609
TRP3 02	27,5	60,9	36,87	33	50,1	97,8	126	160	176	179	157	110	68,5	37,2	28,2	102	1220	17,7982196
TRP3 03	664,09	330,9	28,61	24,9	38,8	85,3	118	159	180	181	150	95,5	55,7	28,2	20,6	94,7	1140	401,62046
TRP3 04	324	180	0	50,8	74,2	130	156	190	206	214	195	148	98,5	57,9	45,9	131	1570	269,853901
TRP3 05	29,29	60,9	34,29	33,9	51,4	99,9	129	163	179	183	160	112	70,2	38,3	29	104	1250	19,4228708
TRP3 06	53,88	150,9	28,61	75,6	102	157	170	190	199	211	207	177	129	84,4	72,1	148	1770	50,5923545
TRP3 07	53,88	330,9	28,61	24,9	38,8	85,3	118	159	180	181	150	95,5	55,7	28,2	20,6	94,7	1140	32,5849063
TRP3 08	29,29	240,9	34,29	64,4	89,1	144	160	184	195	204	196	161	115	73,1	61,4	137	1650	25,6381895
TRP3 09	39	180	0	50,8	74,2	130	156	190	206	214	195	148	98,5	57,9	45,9	131	1570	32,482414
Stotal TRP3	1885,02																	1473,56193 Htotal

ANEXO III: TABLAS DE RESULTADOS DE IRRADIACIÓN SOLAR MENSUAL INCIDENTE EN TEJADOS

El presente anexo recoge los datos procedentes de la simulación realizada con Skelion y PVGIS. Las tablas que se muestran a continuación contienen los datos de irradiación mensual y total anual así como los cálculos realizados para obtener la irradiación solar mensual incidente sobre el tejado de cada edificio. Cada edificio se identifica en las tablas por el mismo código de tres letras ya utilizado en el Anexo II.

Irradiación mensual COR, TDV, CUD, JFI Parte 1 de 2																	
ID	S (m ²)	A (°)	E (°)	Hene	H'ene	Hfeb	H'feb	Hmar	H'mar	Habr	H'abr	Hmay	H'may	Hjun	H'jun	Hjul	H'jul
COR 01	313,60	106,79	28,00	57,20	27,77	81,00	39,33	135,00	65,55	157,00	76,23	185,00	89,82	198,00	96,14	206,00	100,02
COR 02	332,28	286,79	28,00	41,40	21,30	61,70	31,74	114,00	58,65	141,00	72,54	174,00	89,52	191,00	98,26	196,00	100,83
Stotal	645,88				49,07		71,07		124,20		148,77		179,34		194,40		200,86
TDV 01	124,60	121,01	30,23	64,50	32,53	89,30	45,04	144,00	72,63	162,00	81,70	187,00	94,31	198,00	99,86	207,00	104,40
TDV 02	122,45	301,01	30,23	50,80	25,18	74,20	36,78	130,00	64,43	156,00	77,32	190,00	94,17	206,00	102,10	214,00	106,07
Stotal	247,05				57,71		81,82		137,06		159,03		188,49		201,97		210,47
CUD 01	249,08	180,00	0,00	50,80	8,14	74,20	11,89	130,00	20,83	156,00	25,00	190,00	30,44	206,00	33,01	214,00	34,29
CUD 02	323,98	31,01	30,01	24,80	5,17	38,40	8,00	83,70	17,44	117,00	24,38	157,00	32,72	177,00	36,89	179,00	37,31
CUD 03	547,50	211,01	28,40	74,90	26,38	101,00	35,57	157,00	55,30	169,00	59,52	190,00	66,92	199,00	70,09	211,00	74,31
CUD 04	235,43	31,01	30,01	24,80	3,76	38,40	5,82	83,70	12,68	117,00	17,72	157,00	23,78	177,00	26,81	179,00	27,11
CUD 05	58,32	211,01	28,38	74,90	2,81	101,00	3,79	157,00	5,89	169,00	6,34	190,00	7,13	199,00	7,47	211,00	7,92
CUD 06	140,20	211,10	28,38	74,90	6,76	101,00	9,11	157,00	14,16	169,00	15,24	190,00	17,14	199,00	17,95	211,00	19,03
Stotal	1554,51				53,01		74,18		126,30		148,20		178,12		192,20		199,97
JFI 01	311,23	84,98	5,13	50,10	10,83	73,40	15,87	129,00	27,89	155,00	33,51	189,00	40,86	205,00	44,32	213,00	46,05
JFI 02	263,12	264,20	5,13	51,20	9,36	74,60	13,63	130,00	23,76	156,00	28,51	190,00	34,73	206,00	37,65	214,00	39,11
JFI 03	72,16	180,00	0,00	50,80	2,55	74,20	3,72	130,00	6,52	156,00	7,82	190,00	9,52	206,00	10,33	214,00	10,73
JFI 04	69,91	354,98	7,14	42,00	2,04	63,70	3,09	118,00	5,73	148,00	7,19	185,00	8,98	203,00	9,86	209,00	10,15
JFI 05	54,67	174,98	7,14	59,10	2,24	84,00	3,19	140,00	5,32	163,00	6,19	193,00	7,33	207,00	7,86	217,00	8,24
JFI 06	68,47	24,00	8,16	41,50	1,97	63,10	3,00	117,00	5,56	147,00	6,99	184,00	8,75	202,00	9,61	208,00	9,89
JFI 07	88,64	204,00	8,16	59,40	3,66	84,30	5,19	141,00	8,68	163,00	10,04	193,00	11,88	207,00	12,75	217,00	13,36
JFI 08	176,16	180,00	0,00	50,80	6,22	74,20	9,08	130,00	15,91	156,00	19,09	190,00	23,25	206,00	25,21	214,00	26,19
JFI 09	335,28	180,00	0,00	50,80	11,83	74,20	17,28	130,00	30,28	156,00	36,33	190,00	44,25	206,00	47,98	214,00	49,84
Stotal	1439,64				50,70		74,06		129,64		155,66		189,55		205,55		213,55

ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL FOTOVOLTAICO INTEGRADO EN EDIFICIOS EN LAS INSTALACIONES DE LA ESCUELA NAVAL MILITAR DE
MARÍN

Irradiación mensual COR, TDV, CUD, JFI Parte 2 de 2											
Hago	H'ago	Hsep	H'sep	Hoct	H'oct	Hnov	H'nov	Hdic	H'dic	Hav	Haño
193,00	93,71	153,00	74,29	105,00	50,98	64,20	31,17	52,60	25,54	132,00	1590,00
175,00	90,03	129,00	66,37	83,90	43,16	47,60	24,49	37,00	19,04	116,00	1390,00
	183,74		140,65		94,14		55,66		44,57		
198,00	99,86	163,00	82,21	115,00	58,00	72,10	36,36	60,20	30,36	138,00	1660,00
195,00	96,65	148,00	73,36	98,50	48,82	57,90	28,70	45,90	22,75	131,00	1570,00
	196,51		155,57		106,82		65,06		53,11		
195,00	31,24	148,00	23,71	98,50	15,78	57,90	9,28	45,90	7,35	131,00	1570,00
147,00	30,64	93,90	19,57	54,60	11,38	27,90	5,81	20,60	4,29	93,40	1120,00
206,00	72,55	176,00	61,99	129,00	45,43	84,40	29,73	72,10	25,39	148,00	1770,00
147,00	22,26	93,90	14,22	54,60	8,27	27,90	4,23	20,60	3,12	93,40	1120,00
206,00	7,73	176,00	6,60	129,00	4,84	84,40	3,17	72,00	2,70	148,00	1770,00
206,00	18,58	176,00	15,87	129,00	11,63	84,40	7,61	72,00	6,49	148,00	1770,00
	183,01		141,97		97,34		59,82		49,36		
194,00	41,94	147,00	31,78	97,30	21,03	57,10	12,34	45,00	9,73	130,00	1560,00
195,00	35,64	149,00	27,23	99,10	18,11	58,50	10,69	46,40	8,48	131,00	1570,00
195,00	9,77	148,00	7,42	98,50	4,94	57,90	2,90	45,90	2,30	131,00	1570,00
186,00	9,03	135,00	6,56	86,30	4,19	48,30	2,35	36,70	1,78	122,00	1460,00
202,00	7,67	160,00	6,08	110,00	4,18	67,00	2,54	54,50	2,07	138,00	1660,00
185,00	8,80	134,00	6,37	85,40	4,06	47,80	2,27	36,20	1,72	121,00	1450,00
202,00	12,44	160,00	9,85	110,00	6,77	67,40	4,15	55,00	3,39	138,00	1660,00
195,00	23,86	148,00	18,11	98,50	12,05	57,90	7,08	45,90	5,62	131,00	1570,00
195,00	45,41	148,00	34,47	98,50	22,94	57,90	13,48	45,90	10,69	131,00	1570,00
	194,57		147,86		98,28		57,82		45,78		

Irradiación mensual AUL14, BAZ, TAC, JDE Parte 1 de 2															
ID	S (m ²)	A (°)	E (°)	Hene	H'ene	Hfeb	H'feb	Hmar	H'mar	Habr	H'abr	Hmay	H'may	Hjun	H'jun
AUL14 01	49,15	121,01	34,99	65,60	25,02	90,30	34,44	144,00	54,92	161,00	61,40	184,00	70,18	194,00	73,99
AUL14 02	15,01	31,01	48,24	20,10	2,34	27,60	3,21	61,50	7,16	88,60	10,32	124,00	14,44	142,00	16,54
AUL14 03	14,42	207,67	51,06	85,80	9,60	111,00	12,42	160,00	17,90	160,00	17,90	170,00	19,02	172,00	19,25
AUL14 04	50,29	301,01	34,99	32,80	12,80	50,00	19,51	98,80	38,56	127,00	49,56	161,00	62,83	178,00	69,46
Stotal	128,87				49,76		69,59		118,54		139,19		166,47		179,24
BAZ 01	50,29	121,01	34,99	65,60	24,92	90,30	34,30	144,00	54,70	161,00	61,15	184,00	69,89	194,00	73,69
BAZ 02	15,01	31,01	48,24	20,10	2,28	27,60	3,13	61,50	6,97	88,60	10,04	124,00	14,06	142,00	16,10
BAZ 03	15,67	207,67	45,74	84,40	9,99	111,00	13,14	161,00	19,05	164,00	19,41	176,00	20,83	180,00	21,30
BAZ 04	51,43	301,01	34,99	32,80	12,74	50,00	19,42	98,80	38,38	127,00	49,33	161,00	62,54	178,00	69,14
Stotal	132,40				49,93		69,99		119,10		139,94		167,32		180,23
TAC 01	429,36	27,67	24,26	27,10	13,55	42,70	21,35	90,90	45,45	125,00	62,50	166,00	83,00	186,00	93,00
TAC 02	429,36	207,67	24,26	73,00	36,50	99,50	49,75	155,00	77,50	169,00	84,50	192,00	96,00	202,00	101,00
Stotal	858,72				50,05		71,10		122,95		147,00		179,00		194,00
JDE 01	286,93	124,23	37,78	67,90	28,74	92,70	39,24	146,00	61,80	161,00	68,15	183,00	77,46	192,00	81,27
JDE 02	35,96	117,67	34,56	63,70	3,38	88,20	4,68	142,00	7,53	160,00	8,49	184,00	9,76	194,00	10,29
JDE 03	34,75	213,69	37,71	78,90	4,04	105,00	5,38	158,00	8,10	167,00	8,56	184,00	9,43	191,00	9,79
JDE 04	320,26	304,23	37,79	30,40	14,36	46,40	21,92	93,70	44,27	122,00	57,64	156,00	73,70	173,00	81,73
Stotal	677,90				50,52		71,22		121,69		142,83		170,35		183,08

ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL FOTOVOLTAICO INTEGRADO EN EDIFICIOS EN LAS INSTALACIONES DE LA ESCUELA NAVAL MILITAR DE
MARÍN

Irradiación mensual AUL14, BAZ, TAC, JDE Parte 2 de 2													
Hjul	H'jul	Hago	H'ago	Hsep	H'sep	Hoct	H'oct	Hnov	H'nov	Hdic	H'dic	Hav	Haño
204,00	77,80	196,00	74,75	162,00	61,79	115,00	43,86	73,10	27,88	61,50	23,46	138,00	1650,00
139,00	16,19	109,00	12,70	64,50	7,51	38,50	4,48	21,50	2,50	17,50	2,04	71,20	854,00
184,00	20,59	191,00	21,37	176,00	19,69	138,00	15,44	95,80	10,72	84,80	9,49	144,00	1730,00
181,00	70,63	157,00	61,27	110,00	42,93	69,20	27,00	37,70	14,71	28,50	11,12	103,00	1230,00
	185,22		170,09		131,92		90,79		55,82		46,10		
204,00	77,49	196,00	74,45	162,00	61,53	115,00	43,68	73,10	27,77	61,50	23,36	138,00	1650,00
139,00	15,76	109,00	12,36	64,50	7,31	38,50	4,36	21,50	2,44	17,50	1,98	71,20	854,00
192,00	22,72	197,00	23,32	178,00	21,07	138,00	16,33	94,50	11,18	82,90	9,81	147,00	1760,00
181,00	70,31	157,00	60,99	110,00	42,73	69,20	26,88	37,70	14,64	28,50	11,07	103,00	1230,00
	186,28		171,11		132,64		91,26		56,03		46,23		
188,00	94,00	158,00	79,00	104,00	52,00	60,60	30,30	30,90	15,45	22,30	11,15	100,00	1200,00
214,00	107,00	207,00	103,50	175,00	87,50	127,00	63,50	82,30	41,15	69,80	34,90	147,00	1770,00
	201,00		182,50		139,50		93,80		56,60		46,05		
202,00	85,50	196,00	82,96	164,00	69,42	118,00	49,95	75,60	32,00	64,00	27,09	138,00	1660,00
204,00	10,82	195,00	10,34	160,00	8,49	113,00	5,99	71,10	3,77	59,50	3,16	136,00	1630,00
203,00	10,41	202,00	10,35	177,00	9,07	133,00	6,82	88,70	4,55	76,80	3,94	147,00	1760,00
176,00	83,15	151,00	71,34	104,00	49,13	64,90	30,66	34,80	16,44	26,20	12,38	98,20	1180,00
	189,87		175,00		136,11		93,42		56,76		46,56		

Irradiación mensual CAS, GIM Parte 1 de 2															
ID	S (m ²)	A (°)	E (°)	Hene	H'ene	Hfeb	H'feb	Hmar	H'mar	Habr	H'abr	Hmay	H'may	Hjun	H'jun
CAS 01	150,34	111,80	40,16	60,90	4,93	84,60	6,85	137,00	11,10	155,00	12,56	179,00	14,50	188,00	15,23
CAS 02	147,06	291,80	40,16	35,50	2,81	53,40	4,23	103,00	8,16	129,00	10,22	161,00	12,76	176,00	13,95
CAS 03	59,78	111,80	24,78	58,90	1,90	83,20	2,68	138,00	4,44	160,00	5,15	187,00	6,02	200,00	6,44
CAS 04	190,67	21,80	19,76	29,20	3,00	46,60	4,79	97,00	9,96	130,00	13,35	171,00	17,57	191,00	19,62
CAS 05	190,67	201,08	19,76	70,50	7,24	96,90	9,95	153,00	15,72	169,00	17,36	194,00	19,93	204,00	20,96
CAS 06	59,78	291,80	24,78	40,20	1,29	60,40	1,95	113,00	3,64	141,00	4,54	175,00	5,64	192,00	6,18
CAS 07	145,27	111,80	40,60	60,90	4,77	84,60	6,62	137,00	10,72	155,00	12,13	178,00	13,93	188,00	14,71
CAS 08	148,98	291,80	40,60	35,40	2,84	53,20	4,27	102,00	8,19	128,00	10,27	160,00	12,84	176,00	14,13
CAS 09	30,80	111,80	40,10	60,90	1,01	84,60	1,40	137,00	2,27	155,00	2,57	179,00	2,97	189,00	3,14
CAS 10	141,71	21,80	38,88	21,90	1,67	28,10	2,15	64,90	4,96	97,00	7,41	140,00	10,69	161,00	12,29
CAS 11	141,71	201,80	38,88	83,60	6,38	111,00	8,47	163,00	12,45	169,00	12,90	183,00	13,97	188,00	14,35
CAS 12	30,80	291,80	40,10	35,60	0,59	53,40	0,89	103,00	1,71	129,00	2,14	161,00	2,67	176,00	2,92
CAS 13	29,80	111,17	30,97	59,70	0,96	83,80	1,35	138,00	2,22	158,00	2,54	184,00	2,95	196,00	3,15
CAS 14	179,43	21,17	30,42	22,70	2,19	33,90	3,28	77,80	7,52	112,00	10,83	155,00	14,98	176,00	17,01
CAS 15	179,43	201,17	30,42	78,80	7,62	106,00	10,25	160,00	15,47	171,00	16,53	189,00	18,27	197,00	19,04
CAS 16	29,80	291,17	30,96	38,60	0,62	57,90	0,93	109,00	1,75	137,00	2,20	170,00	2,73	187,00	3,00
Stotal	1856,03				49,84		70,05		120,27		142,71		172,43		186,13
GIM 01	453,75	318,27	14,74	37,60	6,93	57,70	10,63	111,00	20,45	141,00	25,97	179,00	32,97	198,00	36,47
GIM 02	481,39	138,27	13,34	61,80	12,08	86,90	16,98	143,00	27,95	164,00	32,05	193,00	37,72	206,00	40,26
GIM 03	79,06	318,27	14,00	38,20	1,23	58,50	1,88	112,00	3,59	142,00	4,56	180,00	5,78	198,00	6,36
GIM 04	79,06	138,27	14,00	62,30	2,00	87,50	2,81	143,00	4,59	164,00	5,26	193,00	6,19	206,00	6,61
GIM 05	684,98	318,27	12,28	39,60	11,01	60,40	16,80	114,00	31,70	144,00	40,04	181,00	50,33	200,00	55,62
GIM 06	684,98	138,27	12,28	61,00	16,96	86,10	23,94	142,00	39,49	164,00	45,61	193,00	53,67	206,00	57,29
Stotal	2463,22				50,20		73,04		127,77		153,50		186,67		202,60

ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL FOTOVOLTAICO INTEGRADO EN EDIFICIOS EN LAS INSTALACIONES DE LA ESCUELA NAVAL MILITAR DE
MARÍN

Irradiación mensual CAS, GIM Parte 2 de 2													
Hjul	H'jul	Hago	H'ago	Hsep	H'sep	Hoct	H'oct	Hnov	H'nov	Hdic	H'dic	Hav	Haño
197,00	15,96	189,00	15,31	155,00	12,56	109,00	8,83	67,90	5,50	56,70	4,59	132,00	1580,00
180,00	14,26	159,00	12,60	114,00	9,03	73,50	5,82	40,90	3,24	31,40	2,49	105,00	1260,00
209,00	6,73	197,00	6,35	157,00	5,06	108,00	3,48	66,20	2,13	54,40	1,75	135,00	1620,00
195,00	20,03	166,00	17,05	111,00	11,40	65,60	6,74	33,60	3,45	24,20	2,49	105,00	1260,00
216,00	22,19	208,00	21,37	173,00	17,77	124,00	12,74	79,60	8,18	67,00	6,88	146,00	1750,00
198,00	6,38	175,00	5,64	127,00	4,09	82,30	2,65	46,30	1,49	35,70	1,15	116,00	1390,00
197,00	15,42	189,00	14,79	154,00	12,05	109,00	8,53	67,90	5,31	56,70	4,44	131,00	1580,00
179,00	14,37	159,00	12,76	113,00	9,07	73,20	5,88	40,70	3,27	31,30	2,51	104,00	1250,00
198,00	3,29	189,00	3,14	155,00	2,57	109,00	1,81	67,90	1,13	56,70	0,94	132,00	1580,00
159,00	12,14	123,00	9,39	70,40	5,38	39,80	3,04	23,20	1,77	19,10	1,46	79,00	947,00
201,00	15,35	203,00	15,50	181,00	13,82	139,00	10,61	93,60	7,15	81,60	6,23	150,00	1800,00
180,00	2,99	159,00	2,64	114,00	1,89	73,50	1,22	40,90	0,68	31,50	0,52	105,00	1260,00
205,00	3,29	194,00	3,11	156,00	2,50	108,00	1,73	66,90	1,07	55,30	0,89	134,00	1610,00
177,00	17,11	143,00	13,82	87,50	8,46	48,90	4,73	24,70	2,39	20,40	1,97	90,00	1080,00
209,00	20,20	207,00	20,01	180,00	17,40	134,00	12,95	88,50	8,56	76,10	7,36	150,00	1800,00
191,00	3,07	169,00	2,71	123,00	1,97	79,10	1,27	44,40	0,71	34,20	0,55	112,00	1340,00
	192,77		176,19		135,03		92,03		56,03		46,22		
203,00	37,39	178,00	32,79	126,00	23,21	79,20	14,59	43,30	7,98	32,40	5,97	116,00	1390,00
216,00	42,21	203,00	39,67	163,00	31,86	113,00	22,08	69,60	13,60	57,20	11,18	140,00	1680,00
204,00	6,55	179,00	5,75	128,00	4,11	80,20	2,57	44,00	1,41	33,10	1,06	116,00	1400,00
216,00	6,93	203,00	6,52	163,00	5,23	113,00	3,63	70,20	2,25	57,80	1,86	140,00	1680,00
206,00	57,29	181,00	50,33	130,00	36,15	82,40	22,91	45,70	12,71	34,50	9,59	118,00	1420,00
216,00	60,07	203,00	56,45	162,00	45,05	112,00	31,15	68,80	19,13	56,40	15,68	139,00	1670,00
	210,44		191,51		145,61		96,93		57,08		45,34		

Irradiación mensual SUR, AUT1, AUT2, IMP Parte 1 de 2															
ID	S (m ²)	A (°)	E (°)	Hene	H'ene	Hfeb	H'feb	Hmar	H'mar	Habr	H'abr	Hmay	H'may	Hjun	H'jun
SUR 01	7,88	36,72	44,28	21,80	0,54	32,00	0,80	70,30	1,75	99,00	2,46	135,00	3,36	152,00	3,78
SUR 02	79,89	306,72	36,03	30,00	7,56	45,90	11,57	93,40	23,54	122,00	30,74	157,00	39,56	175,00	44,10
SUR 03	79,89	126,72	36,03	68,90	17,36	94,00	23,69	147,00	37,04	163,00	41,07	184,00	46,37	193,00	48,63
SUR 04	83,85	306,72	36,03	30,00	7,93	45,90	12,14	93,40	24,70	122,00	32,27	157,00	41,52	175,00	46,28
SUR 05	65,53	126,72	48,81	70,80	14,63	94,90	19,62	145,00	29,97	156,00	32,24	173,00	35,76	179,00	37,00
Stotal	317,04				48,03		67,80		117,00		138,79		166,56		179,79
AUT1 01	24,95	36,72	36,87	23,90	1,44	36,00	2,17	78,40	4,72	109,00	6,56	147,00	8,84	166,00	9,99
AUT1 02	183,24	306,72	31,01	31,90	14,10	48,90	21,61	97,80	43,22	127,00	56,12	163,00	72,03	181,00	79,98
AUT1 03	163,03	126,72	31,01	67,40	26,50	92,60	36,41	147,00	57,80	164,00	64,48	187,00	73,52	197,00	77,45
AUT1 04	22,32	216,72	23,36	70,00	3,77	96,10	5,17	152,00	8,18	168,00	9,04	192,00	10,33	203,00	10,93
AUT1 05	21,12	157,15	34,89	81,20	4,14	108,00	5,50	161,00	8,20	170,00	8,66	186,00	9,47	193,00	9,83
Stotal	414,66				49,94		70,86		122,11		144,86		174,21		188,18
AUT2 01	40,91	36,72	33,69	25,00	0,90	38,20	1,37	82,20	2,95	114,00	4,10	153,00	5,50	172,00	6,18
AUT2 02	248,05	306,72	21,62	36,10	7,87	55,30	12,05	107,00	23,32	137,00	29,85	174,00	37,92	192,00	41,84
AUT2 03	496,10	126,72	21,63	63,70	27,76	88,80	38,70	144,00	62,76	164,00	71,48	191,00	83,24	203,00	88,47
AUT2 04	53,37	306,72	22,30	35,90	1,68	54,90	2,57	107,00	5,02	136,00	6,38	173,00	8,11	191,00	8,96
AUT2 05	193,12	306,72	21,63	36,10	6,12	55,30	9,38	107,00	18,15	137,00	23,24	174,00	29,52	192,00	32,57
AUT2 06	40,91	216,72	33,69	75,90	2,73	102,00	3,67	156,00	5,61	168,00	6,04	187,00	6,72	195,00	7,01
AUT2 07	65,82	180,00	0,00	50,80	2,94	74,20	4,29	130,00	7,52	156,00	9,02	190,00	10,99	206,00	11,91
Stotal	1138,28				50,00		72,04		125,33		150,11		182,00		196,95
IMP 01	168,02	306,72	26,61	33,80	16,21	51,80	24,85	102,00	48,92	132,00	63,31	168,00	80,58	187,00	89,69
IMP 02	159,91	126,72	26,61	65,80	30,04	91,10	41,59	146,00	66,65	164,00	74,87	189,00	86,28	200,00	91,30
IMP 03	22,37	216,72	33,89	76,00	4,85	102,00	6,51	156,00	9,96	168,00	10,73	187,00	11,94	195,00	12,45
Stotal	350,30				51,10		72,95		125,53		148,91		178,80		193,45

ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL FOTOVOLTAICO INTEGRADO EN EDIFICIOS EN LAS INSTALACIONES DE LA ESCUELA NAVAL MILITAR DE
MARÍN

Irradiación mensual SUR, AUT1, AUT2, IMP Parte 2 de 2													
Hjul	H'jul	Hago	H'ago	Hsep	H'sep	Hoct	H'oct	Hnov	H'nov	Hdic	H'dic	Hav	Haño
152,00	3,78	123,00	3,06	75,80	1,88	44,90	1,12	23,90	0,59	18,40	0,46	79,00	947,00
177,00	44,60	151,00	38,05	103,00	25,95	64,10	16,15	34,40	8,67	25,70	6,48	98,20	1180,00
204,00	51,41	198,00	49,89	166,00	41,83	119,00	29,99	76,70	19,33	65,00	16,38	140,00	1680,00
177,00	46,81	151,00	39,94	103,00	27,24	64,10	16,95	34,40	9,10	25,70	6,80	98,20	1180,00
189,00	39,07	188,00	38,86	162,00	33,48	119,00	24,60	78,30	16,18	67,40	13,93	135,00	1620,00
	185,66		169,80		130,39		88,80		53,87		44,04		
167,00	10,05	137,00	8,24	86,60	5,21	50,90	3,06	26,50	1,59	20,00	1,20	87,40	1050,00
184,00	81,31	159,00	70,26	109,00	48,17	68,00	30,05	36,60	16,17	27,40	12,11	103,00	1230,00
208,00	81,78	200,00	78,63	166,00	65,27	118,00	46,39	75,30	29,61	63,30	24,89	141,00	1690,00
214,00	11,52	206,00	11,09	171,00	9,20	123,00	6,62	79,10	4,26	66,70	3,59	145,00	1740,00
205,00	10,44	205,00	10,44	181,00	9,22	135,00	6,88	90,40	4,60	78,20	3,98	150,00	1790,00
	195,10		178,67		137,07		93,00		56,24		45,77		
173,00	6,22	143,00	5,14	91,60	3,29	53,90	1,94	28,00	1,01	20,80	0,75	91,10	1090,00
197,00	42,93	172,00	37,48	121,00	26,37	76,30	16,63	41,60	9,07	31,30	6,82	112,00	1340,00
213,00	92,83	202,00	88,04	164,00	71,48	114,00	49,68	71,50	31,16	59,30	25,84	140,00	1680,00
196,00	9,19	171,00	8,02	120,00	5,63	75,60	3,54	41,30	1,94	31,00	1,45	111,00	1330,00
197,00	33,42	172,00	29,18	121,00	20,53	76,30	12,95	41,60	7,06	31,30	5,31	112,00	1340,00
207,00	7,44	204,00	7,33	175,00	6,29	130,00	4,67	85,50	3,07	73,40	2,64	147,00	1760,00
214,00	12,37	195,00	11,28	148,00	8,56	98,50	5,70	57,90	3,35	45,90	2,65	131,00	1570,00
	204,41		186,47		142,14		95,11		56,65		45,47		
190,00	91,13	165,00	79,14	115,00	55,16	71,70	34,39	38,80	18,61	29,10	13,96	107,00	1280,00
211,00	96,32	201,00	91,76	165,00	75,32	117,00	53,41	73,60	33,60	61,60	28,12	140,00	1690,00
207,00	13,22	203,00	12,96	175,00	11,18	130,00	8,30	85,60	5,47	73,50	4,69	146,00	1760,00
	200,67		183,86		141,66		96,10		57,67		46,77		

Irradiación mensual OBR, LAV, TLR Parte 1 de 2															
ID	S (m ²)	A (°)	E (°)	Hene	H'ene	Hfeb	H'feb	Hmar	H'mar	Habr	H'abr	Hmay	H'may	Hjun	H'jun
OBR 01	211,32	180,00	0,00	50,80	8,89	74,20	12,98	130,00	22,75	156,00	27,30	190,00	33,25	206,00	36,05
OBR 02	32,36	36,72	35,67	24,20	0,65	36,90	0,99	79,70	2,14	111,00	2,97	149,00	3,99	168,00	4,50
OBR 03	91,91	306,72	25,50	34,20	2,60	52,50	4,00	103,00	7,84	133,00	10,12	170,00	12,94	188,00	14,31
OBR 04	91,89	126,72	25,50	65,40	4,98	90,60	6,89	145,00	11,03	164,00	12,48	190,00	14,46	201,00	15,30
OBR 05	118,46	306,72	5,18	46,90	4,60	69,60	6,83	125,00	12,26	152,00	14,91	187,00	18,34	205,00	20,11
OBR 06	100,72	36,72	24,18	29,60	2,47	46,30	3,86	95,00	7,92	127,00	10,59	167,00	13,93	186,00	15,51
OBR 07	32,51	306,72	38,07	29,30	0,79	44,80	1,21	91,50	2,46	120,00	3,23	154,00	4,15	172,00	4,63
OBR 08	32,51	126,72	38,07	69,40	1,87	94,30	2,54	147,00	3,96	162,00	4,36	183,00	4,93	191,00	5,14
OBR 09	100,72	216,72	24,18	70,50	5,88	96,60	8,06	152,00	12,68	168,00	14,01	192,00	16,01	202,00	16,85
OBR 10	211,32	180,00	0,00	50,80	8,89	74,20	12,98	130,00	22,75	156,00	27,30	190,00	33,25	206,00	36,05
OBR 11	91,92	306,72	25,50	34,20	2,60	52,50	4,00	103,00	7,84	133,00	10,12	170,00	12,94	188,00	14,31
OBR 12	91,92	126,72	25,50	65,40	4,98	90,60	6,90	145,00	11,04	164,00	12,48	190,00	14,46	201,00	15,30
Stotal	1207,56				49,20		71,23		124,67		149,89		182,65		198,06
LAV 01	256,70	306,72	25,95	34,10	17,05	52,10	26,05	103,00	51,50	132,00	66,00	169,00	84,50	187,00	93,50
LAV 02	256,70	126,72	25,95	65,60	32,80	90,80	45,40	146,00	73,00	164,00	82,00	189,00	94,50	201,00	100,50
Stotal	513,40				49,85		71,45		124,50		148,00		179,00		194,00
TLR 01	58,12	36,72	23,81	29,80	1,24	46,50	1,94	95,60	3,99	128,00	5,34	168,00	7,01	187,00	7,81
TLR 02	455,81	306,72	20,99	36,50	11,95	55,80	18,27	108,00	35,35	138,00	45,17	175,00	57,28	193,00	63,18
TLR 03	455,81	126,72	20,99	63,40	20,75	88,50	28,97	144,00	47,14	164,00	53,68	191,00	62,52	203,00	66,45
TLR 04	58,12	261,72	23,81	70,30	2,93	96,40	4,02	152,00	6,34	168,00	7,01	192,00	8,01	202,00	8,43
TLR 05	19,23	36,72	36,87	23,90	0,33	36,00	0,50	78,40	1,08	109,00	1,51	147,00	2,03	166,00	2,29
TLR 06	163,08	306,72	37,96	29,30	3,43	44,90	5,26	91,60	10,73	120,00	14,05	155,00	18,15	172,00	20,14
TLR 07	163,08	126,72	37,96	69,30	8,12	94,30	11,04	147,00	17,22	162,00	18,97	183,00	21,43	191,00	22,37
TLR 08	19,23	216,72	36,87	77,30	1,07	103,00	1,42	157,00	2,17	167,00	2,31	185,00	2,55	192,00	2,65
Stotal	1392,48				49,82		71,42		124,02		148,05		179,00		193,32

ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL FOTOVOLTAICO INTEGRADO EN EDIFICIOS EN LAS INSTALACIONES DE LA ESCUELA NAVAL MILITAR DE
MARÍN

Irradiación mensual OBR, LAV, TLR Parte 2 de 2													
Hjul	H'jul	Hago	H'ago	Hsep	H'sep	Hoct	H'oct	Hnov	H'nov	Hdic	H'dic	Hav	Haño
214,00	37,45	195,00	34,12	148,00	25,90	98,50	17,24	57,90	10,13	45,90	8,03	131,00	1570,00
169,00	4,53	139,00	3,72	88,40	2,37	52,00	1,39	27,10	0,73	20,30	0,54	88,80	1070,00
192,00	14,61	166,00	12,63	116,00	8,83	72,60	5,53	39,40	3,00	29,50	2,25	108,00	1300,00
211,00	16,06	201,00	15,30	165,00	12,56	116,00	8,83	73,20	5,57	61,10	4,65	140,00	1680,00
212,00	20,80	191,00	18,74	143,00	14,03	93,20	9,14	53,80	5,28	41,90	4,11	127,00	1520,00
190,00	15,85	161,00	13,43	108,00	9,01	64,70	5,40	33,80	2,82	24,70	2,06	103,00	1230,00
174,00	4,68	148,00	3,98	101,00	2,72	62,70	1,69	33,50	0,90	25,10	0,68	96,30	1160,00
202,00	5,44	197,00	5,30	166,00	4,47	120,00	3,23	77,10	2,08	65,60	1,77	139,00	1670,00
213,00	17,77	206,00	17,18	172,00	14,35	124,00	10,34	79,70	6,65	67,30	5,61	145,00	1740,00
214,00	37,45	195,00	34,12	148,00	25,90	98,50	17,24	57,90	10,13	45,90	8,03	131,00	1570,00
192,00	14,62	166,00	12,64	116,00	8,83	72,60	5,53	39,40	3,00	29,50	2,25	108,00	1300,00
211,00	16,06	201,00	15,30	165,00	12,56	116,00	8,83	73,20	5,57	61,10	4,65	140,00	1680,00
	205,31		186,48		141,51		94,38		55,85		44,63		
191,00	95,50	166,00	83,00	116,00	58,00	72,40	36,20	39,20	19,60	29,40	14,70	108,00	1290,00
211,00	105,50	201,00	100,50	165,00	82,50	116,00	58,00	73,40	36,70	61,30	30,65	140,00	1680,00
	201,00		183,50		140,50		94,20		56,30		45,35		
190,00	7,93	162,00	6,76	109,00	4,55	65,00	2,71	33,90	1,41	24,80	1,04	103,00	1240,00
198,00	64,81	173,00	56,63	122,00	39,94	76,70	25,11	42,00	13,75	31,60	10,34	112,00	1350,00
213,00	69,72	202,00	66,12	163,00	53,36	114,00	37,32	71,20	23,31	59,00	19,31	140,00	1680,00
213,00	8,89	206,00	8,60	172,00	7,18	124,00	5,18	79,50	3,32	67,00	2,80	145,00	1740,00
167,00	2,31	137,00	1,89	86,60	1,20	50,90	0,70	26,50	0,37	20,00	0,28	87,40	1050,00
174,00	20,38	149,00	17,45	101,00	11,83	62,80	7,35	33,60	3,94	25,10	2,94	96,40	1160,00
202,00	23,66	197,00	23,07	166,00	19,44	120,00	14,05	77,10	9,03	65,50	7,67	139,00	1670,00
204,00	2,82	202,00	2,79	175,00	2,42	131,00	1,81	87,00	1,20	75,10	1,04	146,00	1760,00
	200,51		183,31		139,90		94,23		56,32		45,41		

Irradiación mensual CFM Parte 1 de 2															
ID	S (m ²)	A (°)	E (°)	Hene	H'ene	Hfeb	H'feb	Hmar	H'mar	Habr	H'abr	Hmay	H'may	Hjun	H'jun
CFM 01	61,89	66,71	17,29	42,60	0,84	63,60	1,26	117,00	2,31	145,00	2,86	181,00	3,57	198,00	3,91
CFM 02	160,20	336,71	17,39	31,70	1,62	50,10	2,56	102,00	5,21	134,00	6,85	174,00	8,89	194,00	9,91
CFM 03	218,16	156,71	17,39	68,20	4,75	94,40	6,57	150,00	10,44	168,00	11,69	194,00	13,50	205,00	14,26
CFM 04	239,07	336,71	15,20	33,90	2,58	53,10	4,05	106,00	8,08	138,00	10,52	177,00	13,50	196,00	14,95
CFM 05	223,91	336,71	17,39	31,70	2,26	50,10	3,58	102,00	7,28	134,00	9,57	174,00	12,43	194,00	13,85
CFM 06	262,53	156,71	17,39	68,20	5,71	94,40	7,90	150,00	12,56	168,00	14,07	194,00	16,24	205,00	17,17
CFM 07	61,89	246,71	17,29	57,50	1,14	81,70	1,61	138,00	2,72	160,00	3,16	190,00	3,75	204,00	4,03
CFM 08	61,09	66,71	17,29	42,60	0,83	63,60	1,24	117,00	2,28	145,00	2,83	181,00	3,53	198,00	3,86
CFM 09	215,55	336,71	17,60	31,40	2,16	49,80	3,42	101,00	6,94	134,00	9,21	174,00	11,96	194,00	13,34
CFM 10	158,29	156,71	17,60	68,40	3,45	94,60	4,78	150,00	7,57	168,00	8,48	194,00	9,79	205,00	10,35
CFM 11	244,17	156,71	15,39	66,40	5,17	92,40	7,20	148,00	11,53	167,00	13,01	194,00	15,11	206,00	16,04
CFM 12	257,97	336,71	17,60	31,40	2,58	49,80	4,10	101,00	8,31	134,00	11,03	174,00	14,32	194,00	15,96
CFM 13	214,27	156,71	17,60	68,40	4,67	94,60	6,47	150,00	10,25	168,00	11,48	194,00	13,26	205,00	14,01
CFM 14	61,09	246,71	17,29	57,50	1,12	81,70	1,59	138,00	2,69	160,00	3,12	190,00	3,70	204,00	3,97
CFM 15	223,81	180,00	0,00	50,80	3,63	74,20	5,30	130,00	9,28	156,00	11,14	190,00	13,56	206,00	14,71
CFM 16	179,55	66,71	19,60	41,60	2,38	62,30	3,57	115,00	6,59	144,00	8,25	179,00	10,25	196,00	11,22
CFM 17	179,55	246,71	19,60	58,20	3,33	82,50	4,72	139,00	7,96	160,00	9,16	189,00	10,82	203,00	11,63
CFM 18	55,87	66,71	17,87	42,30	0,75	63,30	1,13	116,00	2,07	145,00	2,58	180,00	3,21	197,00	3,51
CFM 19	56,41	246,71	17,29	57,50	1,03	81,70	1,47	138,00	2,48	160,00	2,88	190,00	3,42	204,00	3,67
Stotal	3135,27				50,02		72,50		126,56		151,88		184,81		200,35

ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL FOTOVOLTAICO INTEGRADO EN EDIFICIOS EN LAS INSTALACIONES DE LA ESCUELA NAVAL MILITAR DE
MARÍN

Irradiación mensual CFM Parte 2 de 2													
Hjul	H'jul	Hago	H'ago	Hsep	H'sep	Hoct	H'oct	Hnov	H'nov	Hdic	H'dic	Hav	Haño
204,00	4,03	182,00	3,59	134,00	2,65	85,60	1,69	48,40	0,96	37,30	0,74	120,00	1440,00
198,00	10,12	170,00	8,69	116,00	5,93	70,10	3,58	36,60	1,87	26,40	1,35	109,00	1300,00
216,00	15,03	207,00	14,40	170,00	11,83	121,00	8,42	76,70	5,34	64,10	4,46	145,00	1740,00
201,00	15,33	174,00	13,27	121,00	9,23	73,80	5,63	39,20	2,99	28,50	2,17	112,00	1340,00
198,00	14,14	170,00	12,14	116,00	8,28	70,10	5,01	36,60	2,61	26,40	1,89	109,00	1300,00
216,00	18,09	207,00	17,33	170,00	14,23	121,00	10,13	76,70	6,42	64,10	5,37	145,00	1740,00
213,00	4,20	198,00	3,91	156,00	3,08	107,00	2,11	65,60	1,29	53,50	1,06	135,00	1620,00
204,00	3,97	182,00	3,55	134,00	2,61	85,60	1,67	48,40	0,94	37,30	0,73	120,00	1440,00
198,00	13,61	170,00	11,69	116,00	7,98	69,80	4,80	36,40	2,50	26,20	1,80	108,00	1300,00
216,00	10,91	207,00	10,45	171,00	8,63	121,00	6,11	76,90	3,88	64,30	3,25	145,00	1740,00
217,00	16,90	206,00	16,04	168,00	13,08	119,00	9,27	74,80	5,83	62,20	4,84	143,00	1720,00
198,00	16,29	170,00	13,99	116,00	9,54	69,80	5,74	36,40	2,99	26,20	2,16	108,00	1300,00
216,00	14,76	207,00	14,15	171,00	11,69	121,00	8,27	76,90	5,26	64,30	4,39	145,00	1740,00
213,00	4,15	198,00	3,86	156,00	3,04	107,00	2,08	65,60	1,28	53,50	1,04	135,00	1620,00
214,00	15,28	195,00	13,92	148,00	10,56	98,50	7,03	57,90	4,13	45,90	3,28	131,00	1570,00
202,00	11,57	180,00	10,31	131,00	7,50	84,00	4,81	47,30	2,71	36,40	2,08	118,00	1420,00
212,00	12,14	198,00	11,34	157,00	8,99	108,00	6,18	66,30	3,80	54,30	3,11	136,00	1630,00
203,00	3,62	181,00	3,23	133,00	2,37	85,20	1,52	48,10	0,86	37,10	0,66	119,00	1430,00
213,00	3,83	198,00	3,56	156,00	2,81	107,00	1,93	65,60	1,18	53,50	0,96	135,00	1620,00
207,96		189,41		144,03		95,98		56,84		45,33			

Irradiación mensual RSO Parte 1 de 2															
ID	S (m ²)	A (°)	E (°)	Hene	H'ene	Hfeb	H'feb	Hmar	H'mar	Habr	H'abr	Hmay	H'may	Hjun	H'jun
RSO 01	38,57	10,00	26,57	23,00	0,73	34,60	1,10	81,30	2,59	118,00	3,75	161,00	5,12	182,00	5,79
RSO 02	162,87	100,00	24,78	53,80	7,22	77,10	10,35	131,00	17,59	155,00	20,82	185,00	24,84	198,00	26,59
RSO 03	118,12	280,00	24,78	45,10	4,39	66,50	6,48	120,00	11,69	146,00	14,22	179,00	17,43	195,00	18,99
RSO 04	64,73	10,00	23,20	24,50	1,31	39,30	2,10	88,20	4,71	124,00	6,62	166,00	8,86	186,00	9,93
RSO 05	108,52	190,00	23,20	74,90	6,70	102,00	9,13	158,00	14,14	171,00	15,30	193,00	17,27	202,00	18,07
RSO 06	38,57	10,00	26,57	23,00	0,73	34,60	1,10	81,30	2,59	118,00	3,75	161,00	5,12	182,00	5,79
RSO 07	118,12	100,00	24,78	53,80	5,24	77,10	7,51	131,00	12,76	155,00	15,10	185,00	18,02	198,00	19,28
RSO 08	162,87	280,00	24,78	45,10	6,06	66,50	8,93	120,00	16,12	146,00	19,61	179,00	24,04	195,00	26,19
RSO 09	64,73	10,00	23,20	24,50	1,31	39,30	2,10	88,20	4,71	124,00	6,62	166,00	8,86	186,00	9,93
RSO 10	108,52	190,00	23,20	74,90	6,70	102,00	9,13	158,00	14,14	171,00	15,30	193,00	17,27	202,00	18,07
RSO 11	30,23	190,00	29,74	80,10	2,00	108,00	2,69	162,00	4,04	172,00	4,29	190,00	4,74	197,00	4,91
RSO 12	59,77	100,00	30,96	54,00	2,66	77,10	3,80	131,00	6,46	153,00	7,54	182,00	8,97	194,00	9,56
RSO 13	59,77	280,00	30,96	43,90	2,16	64,70	3,19	118,00	5,82	143,00	7,05	175,00	8,62	190,00	9,36
RSO 14	23,40	100,00	30,76	54,00	1,04	77,10	1,49	131,00	2,53	153,00	2,95	182,00	3,51	195,00	3,76
RSO 15	23,40	280,00	30,76	43,90	0,85	64,80	1,25	118,00	2,28	143,00	2,76	175,00	3,38	190,00	3,67
RSO 16	6,12	82,00	32,04	44,70	0,23	65,60	0,33	117,00	0,59	143,00	0,72	175,00	0,88	189,00	0,95
RSO 17	6,12	46,00	32,04	28,70	0,14	44,30	0,22	90,80	0,46	122,00	0,62	159,00	0,80	177,00	0,89
RSO 18	6,12	10,00	32,04	23,10	0,12	28,40	0,14	70,50	0,36	107,00	0,54	151,00	0,76	173,00	0,87
RSO 19	6,12	334,00	32,04	22,80	0,12	34,50	0,17	78,10	0,39	111,00	0,56	153,00	0,77	174,00	0,88
RSO 20	6,12	298,00	32,04	35,20	0,18	53,20	0,27	104,00	0,52	131,00	0,66	166,00	0,84	183,00	0,92
Stotal	1212,79				49,89		71,48		124,45		148,77		180,11		194,42

ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL FOTOVOLTAICO INTEGRADO EN EDIFICIOS EN LAS INSTALACIONES DE LA ESCUELA NAVAL MILITAR DE
MARÍN

Irradiación mensual RSO Parte 2 de 2													
Hjul	H'jul	Hago	H'ago	Hsep	H'sep	Hoct	H'oct	Hnov	H'nov	Hdic	H'dic	Hav	Haño
183,00	5,82	150,00	4,77	93,10	2,96	50,90	1,62	24,90	0,79	20,90	0,66	93,50	1120,00
207,00	27,80	191,00	25,65	149,00	20,01	101,00	13,56	60,50	8,12	49,00	6,58	130,00	1560,00
201,00	19,58	182,00	17,73	136,00	13,25	89,60	8,73	51,90	5,05	40,80	3,97	121,00	1450,00
189,00	10,09	157,00	8,38	101,00	5,39	57,00	3,04	27,90	1,49	20,40	1,09	98,40	1180,00
214,00	19,15	209,00	18,70	178,00	15,93	130,00	11,63	84,20	7,53	71,60	6,41	149,00	1790,00
183,00	5,82	150,00	4,77	93,10	2,96	50,90	1,62	24,90	0,79	20,90	0,66	93,50	1120,00
207,00	20,16	191,00	18,60	149,00	14,51	101,00	9,84	60,50	5,89	49,00	4,77	130,00	1560,00
201,00	26,99	182,00	24,44	136,00	18,26	89,60	12,03	51,90	6,97	40,80	5,48	121,00	1450,00
189,00	10,09	157,00	8,38	101,00	5,39	57,00	3,04	27,90	1,49	20,40	1,09	98,40	1180,00
214,00	19,15	209,00	18,70	178,00	15,93	130,00	11,63	84,20	7,53	71,60	6,41	149,00	1790,00
210,00	5,23	208,00	5,18	182,00	4,54	136,00	3,39	89,80	2,24	77,30	1,93	151,00	1810,00
202,00	9,96	189,00	9,31	148,00	7,29	101,00	4,98	60,70	2,99	49,30	2,43	128,00	1540,00
196,00	9,66	177,00	8,72	132,00	6,51	87,30	4,30	50,30	2,48	39,70	1,96	118,00	1420,00
203,00	3,92	189,00	3,65	148,00	2,86	101,00	1,95	60,70	1,17	49,30	0,95	128,00	1540,00
196,00	3,78	177,00	3,42	132,00	2,55	87,40	1,69	50,40	0,97	39,80	0,77	118,00	1420,00
195,00	0,98	177,00	0,89	133,00	0,67	87,20	0,44	50,30	0,25	39,80	0,20	118,00	1420,00
179,00	0,90	152,00	0,77	102,00	0,51	61,50	0,31	32,30	0,16	24,00	0,12	97,60	1170,00
173,00	0,87	138,00	0,70	79,70	0,40	41,70	0,21	24,50	0,12	20,20	0,10	85,90	1030,00
175,00	0,88	141,00	0,71	86,80	0,44	49,70	0,25	25,30	0,13	20,20	0,10	89,30	1070,00
187,00	0,94	163,00	0,82	115,00	0,58	73,50	0,37	40,40	0,20	30,70	0,15	107,00	1280,00
	201,78		184,30		140,93		94,63		56,40		45,84		

Irradiación mensual HSP Parte 1 de 2															
ID	S (m ²)	A (°)	E (°)	Hene	H'ene	Hfeb	H'feb	Hmar	H'mar	Habr	H'abr	Hmay	H'may	Hjun	H'jun
HSP 01	10,60	345,00	28,02	22,90	0,11	34,30	0,17	79,90	0,39	116,00	0,57	159,00	0,78	180,00	0,88
HSP 02	109,49	345,00	31,78	23,20	1,17	30,20	1,52	72,90	3,68	109,00	5,49	152,00	7,66	174,00	8,77
HSP 03	85,82	165,00	31,78	80,90	3,20	108,00	4,27	162,00	6,40	171,00	6,76	189,00	7,47	195,00	7,71
HSP 04	9,75	165,00	31,78	80,90	0,36	108,00	0,48	162,00	0,73	171,00	0,77	189,00	0,85	195,00	0,88
HSP 05	139,67	255,00	35,13	56,80	3,65	80,10	5,15	134,00	8,62	154,00	9,90	181,00	11,64	193,00	12,41
HSP 06	63,85	75,00	31,78	41,30	1,21	61,30	1,80	112,00	3,29	140,00	4,12	172,00	5,06	187,00	5,50
HSP 07	85,82	345,00	31,78	23,20	0,92	30,20	1,19	72,90	2,88	109,00	4,31	152,00	6,01	174,00	6,88
HSP 08	85,82	165,00	31,78	80,90	3,20	108,00	4,27	162,00	6,40	171,00	6,76	189,00	7,47	195,00	7,71
HSP 09	63,85	75,00	31,78	41,30	1,21	61,30	1,80	112,00	3,29	140,00	4,12	172,00	5,06	187,00	5,50
HSP 10	85,82	345,00	31,78	23,20	0,92	30,20	1,19	72,90	2,88	109,00	4,31	152,00	6,01	174,00	6,88
HSP 11	9,39	345,00	31,78	23,20	0,10	30,20	0,13	72,90	0,32	109,00	0,47	152,00	0,66	174,00	0,75
HSP 12	109,11	165,00	31,78	80,90	4,06	108,00	5,43	162,00	8,14	171,00	8,59	189,00	9,49	195,00	9,80
HSP 13	9,56	165,00	31,40	80,60	0,35	108,00	0,48	162,00	0,71	171,00	0,75	189,00	0,83	196,00	0,86
HSP 14	9,56	345,00	31,40	23,20	0,10	30,70	0,14	73,60	0,32	109,00	0,48	153,00	0,67	174,00	0,77
HSP 15	109,46	345,00	31,40	23,20	1,17	30,20	1,52	72,90	3,67	109,00	5,49	152,00	7,66	174,00	8,77
HSP 16	85,85	165,00	31,78	80,90	3,20	108,00	4,27	162,00	6,40	171,00	6,76	189,00	7,47	195,00	7,71
HSP 17	9,70	165,00	31,78	80,90	0,36	108,00	0,48	162,00	0,72	171,00	0,76	189,00	0,84	195,00	0,87
HSP 18	63,85	255,00	31,78	56,70	1,67	80,10	2,35	135,00	3,97	155,00	4,56	183,00	5,38	195,00	5,73
HSP 19	139,67	75,00	35,13	40,40	2,60	60,10	3,86	110,00	7,07	137,00	8,81	169,00	10,87	184,00	11,83
HSP 20	84,67	345,00	31,78	23,20	0,90	30,20	1,18	72,90	2,84	109,00	4,25	152,00	5,93	174,00	6,78
HSP 21	84,67	165,00	31,78	80,90	3,15	108,00	4,21	162,00	6,32	171,00	6,67	189,00	7,37	195,00	7,60
HSP 22	63,85	255,00	31,78	56,70	1,67	80,10	2,35	135,00	3,97	155,00	4,56	183,00	5,38	195,00	5,73
HSP 23	9,39	345,00	31,78	23,20	0,10	30,20	0,13	72,90	0,32	109,00	0,47	152,00	0,66	174,00	0,75
HSP 24	85,82	345,00	31,78	23,20	0,92	30,20	1,19	72,90	2,88	109,00	4,31	152,00	6,01	174,00	6,88
HSP 25	109,11	165,00	31,78	80,90	4,06	108,00	5,43	162,00	8,14	171,00	8,59	189,00	9,49	195,00	9,80
HSP 26	9,56	165,00	31,40	80,60	0,35	108,00	0,48	162,00	0,71	171,00	0,75	189,00	0,83	196,00	0,86
HSP 27	40,03	345,00	32,14	23,10	0,43	30,00	0,55	72,10	1,33	108,00	1,99	152,00	2,80	173,00	3,19

ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL FOTOVOLTAICO INTEGRADO EN EDIFICIOS EN LAS INSTALACIONES DE LA ESCUELA NAVAL MILITAR DE
MARÍN

Irradiación mensual HSP Parte 1 de 2															
ID	S (m ²)	A (°)	E (°)	Hene	H'ene	Hfeb	H'feb	Hmar	H'mar	Habr	H'abr	Hmay	H'may	Hjun	H'jun
HSP 28	35,06	75,00	31,76	41,30	0,67	61,40	0,99	112,00	1,81	140,00	2,26	172,00	2,78	187,00	3,02
HSP 29	35,06	255,00	31,76	56,70	0,92	80,10	1,29	135,00	2,18	155,00	2,50	183,00	2,95	195,00	3,15
HSP 30	35,28	165,00	31,39	80,60	1,31	108,00	1,75	162,00	2,63	171,00	2,78	189,00	3,07	196,00	3,18
HSP 31	16,45	75,00	31,99	41,20	0,31	61,30	0,46	112,00	0,85	139,00	1,05	172,00	1,30	187,00	1,42
HSP 32	16,45	255,00	31,99	56,70	0,43	80,10	0,61	135,00	1,02	155,00	1,17	182,00	1,38	195,00	1,48
HSP 33	13,22	165,00	25,34	76,10	0,46	103,00	0,63	158,00	0,96	171,00	1,04	192,00	1,17	201,00	1,22
HSP 34	13,22	345,00	25,34	23,70	0,14	37,50	0,23	85,10	0,52	120,00	0,73	163,00	0,99	184,00	1,12
HSP 35	16,37	75,00	31,99	41,20	0,31	61,30	0,46	112,00	0,84	139,00	1,05	172,00	1,30	187,00	1,41
HSP 36	16,37	255,00	31,99	56,70	0,43	80,10	0,60	135,00	1,02	155,00	1,17	182,00	1,37	195,00	1,47
HSP 37	34,92	345,00	31,79	23,20	0,37	30,20	0,49	72,80	1,17	108,00	1,74	152,00	2,44	174,00	2,80
HSP 38	31,01	75,00	31,77	41,30	0,59	61,30	0,88	112,00	1,60	140,00	2,00	172,00	2,46	187,00	2,67
HSP 39	40,48	165,00	31,74	80,90	1,51	108,00	2,01	162,00	3,02	171,00	3,19	189,00	3,52	196,00	3,65
HSP 40	31,01	255,00	31,77	56,70	0,81	80,10	1,14	135,00	1,93	155,00	2,21	183,00	2,61	195,00	2,78
HSP 41	63,25	180,00	0,00	50,80	1,48	74,20	2,16	130,00	3,79	156,00	4,54	190,00	5,53	206,00	6,00
Stotal	2171,89				50,89		69,74		119,73		142,79		173,21		187,15

Irradiación mensual HSP Parte 2 de 2													
Hjul	H'jul	Hago	H'ago	Hsep	H'sep	Hoct	H'oct	Hnov	H'nov	Hdic	H'dic	Hav	Haño
181,00	0,88	148,00	0,72	90,70	0,44	50,00	0,24	24,60	0,12	20,70	0,10	92,10	1110,00
174,00	8,77	139,00	7,01	81,80	4,12	44,30	2,23	24,30	1,23	20,20	1,02	87,00	1040,00
208,00	8,22	207,00	8,18	182,00	7,19	136,00	5,37	90,30	3,57	77,90	3,08	151,00	1810,00
208,00	0,93	207,00	0,93	182,00	0,82	136,00	0,61	90,30	0,41	77,90	0,35	151,00	1810,00
201,00	12,93	189,00	12,15	151,00	9,71	105,00	6,75	64,80	4,17	53,30	3,43	130,00	1560,00
192,00	5,64	173,00	5,09	127,00	3,73	82,20	2,42	46,50	1,37	36,30	1,07	114,00	1370,00
174,00	6,88	139,00	5,49	81,80	3,23	44,30	1,75	24,30	0,96	20,20	0,80	87,00	1040,00
208,00	8,22	207,00	8,18	182,00	7,19	136,00	5,37	90,30	3,57	77,90	3,08	151,00	1810,00
192,00	5,64	173,00	5,09	127,00	3,73	82,20	2,42	46,50	1,37	36,30	1,07	114,00	1370,00
174,00	6,88	139,00	5,49	81,80	3,23	44,30	1,75	24,30	0,96	20,20	0,80	87,00	1040,00
174,00	0,75	139,00	0,60	81,80	0,35	44,30	0,19	24,30	0,11	20,20	0,09	87,00	1040,00
208,00	10,45	207,00	10,40	182,00	9,14	136,00	6,83	90,30	4,54	77,90	3,91	151,00	1810,00
208,00	0,92	207,00	0,91	182,00	0,80	136,00	0,60	90,00	0,40	77,60	0,34	151,00	1810,00
175,00	0,77	140,00	0,62	82,70	0,36	44,90	0,20	23,90	0,11	20,30	0,09	87,50	1050,00
174,00	8,77	139,00	7,01	81,80	4,12	44,30	2,23	24,30	1,22	20,20	1,02	87,00	1040,00
208,00	8,22	207,00	8,18	182,00	7,19	136,00	5,38	90,30	3,57	77,90	3,08	151,00	1810,00
208,00	0,93	207,00	0,92	182,00	0,81	136,00	0,61	90,30	0,40	77,90	0,35	151,00	1810,00
203,00	5,97	191,00	5,62	152,00	4,47	105,00	3,09	64,60	1,90	53,10	1,56	131,00	1570,00
189,00	12,15	170,00	10,93	125,00	8,04	80,50	5,18	45,50	2,93	35,50	2,28	112,00	1350,00
174,00	6,78	139,00	5,42	81,80	3,19	44,30	1,73	24,30	0,95	20,20	0,79	87,00	1040,00
208,00	8,11	207,00	8,07	182,00	7,10	136,00	5,30	90,30	3,52	77,90	3,04	151,00	1810,00
203,00	5,97	191,00	5,62	152,00	4,47	105,00	3,09	64,60	1,90	53,10	1,56	131,00	1570,00
174,00	0,75	139,00	0,60	81,80	0,35	44,30	0,19	24,30	0,11	20,20	0,09	87,00	1040,00
174,00	6,88	139,00	5,49	81,80	3,23	44,30	1,75	24,30	0,96	20,20	0,80	87,00	1040,00
208,00	10,45	207,00	10,40	182,00	9,14	136,00	6,83	90,30	4,54	77,90	3,91	151,00	1810,00
208,00	0,92	207,00	0,91	182,00	0,80	136,00	0,60	90,00	0,40	77,60	0,34	151,00	1810,00
173,00	3,19	138,00	2,54	81,00	1,49	43,70	0,81	24,50	0,45	20,10	0,37	86,50	1040,00

ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL FOTOVOLTAICO INTEGRADO EN EDIFICIOS EN LAS INSTALACIONES DE LA ESCUELA NAVAL MILITAR DE
MARÍN

Irradiación mensual HSP Parte 2 de 2													
Hjul	H'jul	Hago	H'ago	Hsep	H'sep	Hoct	H'oct	Hnov	H'nov	Hdic	H'dic	Hav	Haño
193,00	3,12	173,00	2,79	127,00	2,05	82,20	1,33	46,50	0,75	36,30	0,59	114,00	1370,00
203,00	3,28	191,00	3,08	152,00	2,45	105,00	1,69	64,60	1,04	53,10	0,86	131,00	1570,00
208,00	3,38	207,00	3,36	182,00	2,96	136,00	2,21	90,00	1,46	77,60	1,26	151,00	1810,00
192,00	1,45	173,00	1,31	127,00	0,96	82,10	0,62	46,50	0,35	36,30	0,27	114,00	1370,00
203,00	1,54	191,00	1,45	152,00	1,15	105,00	0,80	64,60	0,49	53,10	0,40	131,00	1570,00
213,00	1,30	209,00	1,27	178,00	1,08	131,00	0,80	85,20	0,52	72,70	0,44	149,00	1790,00
186,00	1,13	153,00	0,93	97,00	0,59	54,50	0,33	26,60	0,16	20,10	0,12	95,90	1150,00
192,00	1,45	173,00	1,30	127,00	0,96	82,10	0,62	46,50	0,35	36,30	0,27	114,00	1370,00
203,00	1,53	191,00	1,44	152,00	1,15	105,00	0,79	64,60	0,49	53,10	0,40	131,00	1570,00
174,00	2,80	139,00	2,23	81,80	1,32	44,30	0,71	24,30	0,39	20,20	0,32	87,00	1040,00
193,00	2,76	173,00	2,47	127,00	1,81	82,20	1,17	46,50	0,66	36,30	0,52	114,00	1370,00
208,00	3,88	207,00	3,86	182,00	3,39	136,00	2,53	90,30	1,68	77,80	1,45	151,00	1810,00
203,00	2,90	191,00	2,73	152,00	2,17	105,00	1,50	64,60	0,92	53,10	0,76	131,00	1570,00
214,00	6,23	195,00	5,68	148,00	4,31	98,50	2,87	57,90	1,69	45,90	1,34	131,00	1570,00
	193,69		176,48		134,83		91,49		56,65		47,41		

Irradiación mensual CMR Parte 1 de 2															
ID	S (m ²)	A (°)	E (°)	Hene	H'ene	Hfeb	H'feb	Hmar	H'mar	Habr	H'abr	Hmay	H'may	Hjun	H'jun
CMR 01	33,38	160,70	35,54	82,40	1,25	110,00	1,67	162,00	2,45	170,00	2,58	186,00	2,82	192,00	2,91
CMR 02	33,38	340,70	35,54	22,50	0,34	29,10	0,44	68,70	1,04	102,00	1,55	146,00	2,21	167,00	2,53
CMR 03	8,53	70,70	41,01	36,60	0,14	54,80	0,21	103,00	0,40	130,00	0,50	161,00	0,62	175,00	0,68
CMR 04	8,53	250,70	41,01	59,40	0,23	82,80	0,32	136,00	0,53	154,00	0,60	177,00	0,69	188,00	0,73
CMR 05	36,02	160,70	29,98	78,90	1,29	106,00	1,73	160,00	2,62	171,00	2,80	190,00	3,11	197,00	3,22
CMR 06	108,34	70,70	26,57	40,80	2,01	60,80	2,99	112,00	5,51	141,00	6,93	175,00	8,61	191,00	9,39
CMR 07	108,34	250,70	26,57	58,20	2,86	82,20	4,04	138,00	6,79	158,00	7,77	186,00	9,15	199,00	9,79
CMR 08	36,02	340,70	29,98	22,80	0,37	33,70	0,55	77,90	1,27	113,00	1,85	156,00	2,55	177,00	2,89
CMR 09	10,51	160,70	34,14	81,60	0,39	109,00	0,52	162,00	0,77	170,00	0,81	187,00	0,89	193,00	0,92
CMR 10	10,51	70,70	34,14	38,50	0,18	57,70	0,28	108,00	0,52	135,00	0,64	168,00	0,80	183,00	0,87
CMR 11	10,51	250,70	34,14	59,10	0,28	82,90	0,40	138,00	0,66	157,00	0,75	182,00	0,87	194,00	0,93
CMR 12	10,51	340,70	34,14	22,80	0,11	30,00	0,14	70,90	0,34	105,00	0,50	148,00	0,71	170,00	0,81
CMR 13	167,60	180,00	0,00	50,80	3,87	74,20	5,65	130,00	9,89	156,00	11,87	190,00	14,46	206,00	15,67
CMR 14	10,51	160,70	34,14	81,60	0,39	109,00	0,52	162,00	0,77	170,00	0,81	187,00	0,89	193,00	0,92
CMR 15	10,51	70,70	34,14	38,50	0,18	57,70	0,28	108,00	0,52	135,00	0,64	168,00	0,80	183,00	0,87
CMR 16	10,51	250,70	34,14	59,10	0,28	82,90	0,40	138,00	0,66	157,00	0,75	182,00	0,87	194,00	0,93
CMR 17	10,51	340,70	34,14	22,80	0,11	30,00	0,14	70,90	0,34	105,00	0,50	148,00	0,71	170,00	0,81
CMR 18	39,78	70,70	25,82	41,00	0,74	61,20	1,11	113,00	2,04	141,00	2,55	175,00	3,16	191,00	3,45
CMR 19	178,64	340,70	27,45	23,40	1,90	36,40	2,95	82,50	6,69	117,00	9,49	160,00	12,98	181,00	14,68
CMR 20	39,70	160,70	27,45	77,10	1,39	104,00	1,87	159,00	2,87	171,00	3,08	191,00	3,44	200,00	3,60
CMR 21	101,20	160,70	27,45	77,10	3,54	104,00	4,78	159,00	7,30	171,00	7,86	191,00	8,77	200,00	9,19
CMR 22	39,78	250,70	25,82	58,10	1,05	82,10	1,48	138,00	2,49	159,00	2,87	187,00	3,38	200,00	3,61
CMR 23	201,04	70,70	27,35	40,50	3,70	60,60	5,53	112,00	10,22	140,00	12,78	174,00	15,88	190,00	17,34
CMR 24	201,04	250,70	27,35	58,30	5,32	82,30	7,51	138,00	12,59	158,00	14,42	186,00	16,98	199,00	18,16
CMR 25	39,95	160,70	25,82	75,80	1,37	103,00	1,87	158,00	2,87	171,00	3,10	192,00	3,48	201,00	3,65
CMR 26	8,77	340,70	42,27	21,30	0,08	26,20	0,10	59,10	0,24	89,30	0,36	133,00	0,53	154,00	0,61
CMR 27	36,00	70,70	34,14	38,50	0,63	57,70	0,94	108,00	1,76	135,00	2,21	168,00	2,75	183,00	2,99

ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL FOTOVOLTAICO INTEGRADO EN EDIFICIOS EN LAS INSTALACIONES DE LA ESCUELA NAVAL MILITAR DE
MARÍN

Irradiación mensual CMR Parte 1 de 2															
ID	S (m ²)	A (°)	E (°)	Hene	H'ene	Hfeb	H'feb	Hmar	H'mar	Habr	H'abr	Hmay	H'may	Hjun	H'jun
CMR 28	36,00	250,70	34,14	59,10	0,97	82,90	1,35	138,00	2,26	157,00	2,57	182,00	2,97	194,00	3,17
CMR 29	8,77	160,70	42,27	85,90	0,34	113,00	0,45	163,00	0,65	167,00	0,66	179,00	0,71	183,00	0,73
CMR 30	112,58	340,70	27,45	23,40	1,20	36,40	1,86	82,50	4,22	117,00	5,98	160,00	8,18	181,00	9,25
CMR 31	112,58	60,70	27,45	77,10	3,94	104,00	5,32	159,00	8,13	171,00	8,74	191,00	9,76	200,00	10,22
CMR 32	193,33	180,00	0,00	50,80	4,46	74,20	6,51	130,00	11,41	156,00	13,69	190,00	16,68	206,00	18,08
CMR 33	229,46	180,00	0,00	50,80	5,29	74,20	7,73	130,00	13,54	156,00	16,25	190,00	19,79	206,00	21,46
Stotal	2202,84				50,20		71,64		124,34		148,44		180,18		195,07

Irradiación mensual CMR Parte 2 de 2													
Hjul	H'jul	Hago	H'ago	Hsep	H'sep	Hoct	H'oct	Hnov	H'nov	Hdic	H'dic	Hav	Haño
204,00	3,09	205,00	3,11	182,00	2,76	137,00	2,08	91,80	1,39	79,60	1,21	150,00	1800,00
167,00	2,53	131,00	1,99	75,30	1,14	41,80	0,63	23,90	0,36	19,60	0,30	82,80	994,00
180,00	0,70	160,00	0,62	116,00	0,45	73,90	0,29	41,20	0,16	31,80	0,12	105,00	1260,00
197,00	0,76	188,00	0,73	152,00	0,59	108,00	0,42	67,60	0,26	56,40	0,22	131,00	1570,00
210,00	3,43	208,00	3,40	180,00	2,94	134,00	2,19	88,10	1,44	75,60	1,24	150,00	1800,00
196,00	9,64	175,00	8,61	128,00	6,30	81,90	4,03	46,10	2,27	35,70	1,76	115,00	1380,00
208,00	10,23	195,00	9,59	155,00	7,62	108,00	5,31	66,30	3,26	54,40	2,68	134,00	1610,00
178,00	2,91	144,00	2,35	87,60	1,43	48,80	0,80	24,50	0,40	20,40	0,33	90,20	1080,00
206,00	0,98	206,00	0,98	181,00	0,86	136,00	0,65	90,90	0,43	78,60	0,38	150,00	1800,00
188,00	0,90	167,00	0,80	122,00	0,58	77,70	0,37	43,50	0,21	33,60	0,16	110,00	1320,00
203,00	0,97	192,00	0,92	154,00	0,73	109,00	0,52	67,30	0,32	55,80	0,27	133,00	1590,00
169,00	0,81	134,00	0,64	78,30	0,37	43,50	0,21	24,10	0,11	19,90	0,09	84,70	1020,00
214,00	16,28	195,00	14,84	148,00	11,26	98,50	7,49	57,90	4,41	45,90	3,49	131,00	1570,00
206,00	0,98	206,00	0,98	181,00	0,86	136,00	0,65	90,90	0,43	78,60	0,38	150,00	1800,00
188,00	0,90	167,00	0,80	122,00	0,58	77,70	0,37	43,50	0,21	33,60	0,16	110,00	1320,00
203,00	0,97	192,00	0,92	154,00	0,73	109,00	0,52	67,30	0,32	55,80	0,27	133,00	1590,00
169,00	0,81	134,00	0,64	78,30	0,37	43,50	0,21	24,10	0,11	19,90	0,09	84,70	1020,00
197,00	3,56	176,00	3,18	128,00	2,31	82,40	1,49	46,40	0,84	35,80	0,65	116,00	1390,00
182,00	14,76	150,00	12,16	93,30	7,57	52,70	4,27	26,10	2,12	20,30	1,65	93,70	1120,00
212,00	3,82	208,00	3,75	179,00	3,23	132,00	2,38	86,20	1,55	73,70	1,33	149,00	1790,00
212,00	9,74	208,00	9,56	179,00	8,22	132,00	6,06	86,20	3,96	73,70	3,39	149,00	1790,00
208,00	3,76	195,00	3,52	155,00	2,80	108,00	1,95	66,20	1,20	54,30	0,98	134,00	1610,00
195,00	17,80	174,00	15,88	127,00	11,59	81,60	7,45	45,80	4,18	35,50	3,24	115,00	1380,00
208,00	18,98	195,00	17,80	155,00	14,15	108,00	9,86	66,50	6,07	54,70	4,99	134,00	1610,00
213,00	3,86	208,00	3,77	178,00	3,23	130,00	2,36	84,90	1,54	72,30	1,31	149,00	1790,00
152,00	0,61	114,00	0,45	61,90	0,25	36,00	0,14	22,50	0,09	18,60	0,07	73,90	887,00
188,00	3,07	167,00	2,73	122,00	1,99	77,70	1,27	43,50	0,71	33,60	0,55	110,00	1320,00

ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL FOTOVOLTAICO INTEGRADO EN EDIFICIOS EN LAS INSTALACIONES DE LA ESCUELA NAVAL MILITAR DE
MARÍN

Irradiación mensual CMR Parte 2 de 2													
Hjul	H'jul	Hago	H'ago	Hsep	H'sep	Hoct	H'oct	Hnov	H'nov	Hdic	H'dic	Hav	Haño
203,00	3,32	192,00	3,14	154,00	2,52	109,00	1,78	67,30	1,10	55,80	0,91	133,00	1590,00
196,00	0,78	200,00	0,80	182,00	0,72	140,00	0,56	95,30	0,38	83,50	0,33	149,00	1790,00
182,00	9,30	150,00	7,67	93,30	4,77	52,70	2,69	26,10	1,33	20,30	1,04	93,70	1120,00
212,00	10,83	208,00	10,63	179,00	9,15	132,00	6,75	86,20	4,41	73,70	3,77	149,00	1790,00
214,00	18,78	195,00	17,11	148,00	12,99	98,50	8,64	57,90	5,08	45,90	4,03	131,00	1570,00
214,00	22,29	195,00	20,31	148,00	15,42	98,50	10,26	57,90	6,03	45,90	4,78	131,00	1570,00
	202,15		184,35		140,49		94,64		56,69		46,14		

Irradiación mensual MDV Parte 1 de 2															
ID	S (m ²)	A (°)	E (°)	Hene	H'ene	Hfeb	H'feb	Hmar	H'mar	Habr	H'abr	Hmay	H'may	Hjun	H'jun
MDV 01	34,79	84,40	34,46	45,50	0,59	66,40	0,86	118,00	1,52	144,00	1,86	174,00	2,24	188,00	2,43
MDV 02	513,11	174,40	31,89	82,00	15,60	110,00	20,93	164,00	31,21	172,00	32,73	188,00	35,77	195,00	37,10
MDV 03	69,31	354,40	31,89	23,20	0,60	27,70	0,71	69,80	1,79	107,00	2,75	151,00	3,88	173,00	4,45
MDV 04	131,84	354,40	31,89	23,20	1,13	27,70	1,35	69,80	3,41	107,00	5,23	151,00	7,38	173,00	8,46
MDV 05	131,84	354,40	31,89	23,20	1,13	27,70	1,35	69,80	3,41	107,00	5,23	151,00	7,38	173,00	8,46
MDV 06	69,31	354,40	31,89	23,20	0,60	27,70	0,71	69,80	1,79	107,00	2,75	151,00	3,88	173,00	4,45
MDV 07	34,79	264,40	34,46	51,50	0,66	73,90	0,95	128,00	1,65	150,00	1,94	178,00	2,30	191,00	2,46
MDV 08	153,12	84,40	32,35	45,90	2,61	67,10	3,81	119,00	6,76	145,00	8,23	175,00	9,94	189,00	10,73
MDV 09	153,12	264,40	32,35	51,70	2,94	74,30	4,22	128,00	7,27	151,00	8,57	179,00	10,16	193,00	10,96
MDV 10	127,10	84,40	31,66	46,00	2,17	67,30	3,17	119,00	5,61	145,00	6,83	176,00	8,30	190,00	8,96
MDV 11	127,10	264,40	31,66	51,70	2,44	74,20	3,50	128,00	6,03	151,00	7,12	180,00	8,48	194,00	9,14
MDV 12	153,12	84,40	32,35	45,90	2,61	67,10	3,81	119,00	6,76	145,00	8,23	175,00	9,94	189,00	10,73
MDV 13	153,12	264,40	32,35	51,70	2,94	74,30	4,22	128,00	7,27	151,00	8,57	179,00	10,16	193,00	10,96
MDV 14	39,79	180,00	0,00	50,80	0,75	74,20	1,09	130,00	1,92	156,00	2,30	190,00	2,80	206,00	3,04
MDV 15	112,04	180,00	0,00	50,80	2,11	74,20	3,08	130,00	5,40	156,00	6,48	190,00	7,89	206,00	8,56
MDV 16	39,79	180,00	0,00	50,80	0,75	74,20	1,09	130,00	1,92	156,00	2,30	190,00	2,80	206,00	3,04
MDV 17	102,37	174,40	36,38	85,00	3,23	113,00	4,29	165,00	6,26	171,00	6,49	185,00	7,02	190,00	7,21
MDV 18	102,37	354,40	36,38	22,40	0,85	27,50	1,04	60,40	2,29	98,50	3,74	143,00	5,43	165,00	6,26
MDV 19	29,38	84,40	34,46	45,50	0,50	66,40	0,72	118,00	1,29	144,00	1,57	174,00	1,90	188,00	2,05
MDV 20	29,38	264,40	34,46	51,50	0,56	73,90	0,81	128,00	1,39	150,00	1,63	178,00	1,94	191,00	2,08
MDV 21	31,01	264,40	33,66	51,60	0,59	74,10	0,85	128,00	1,47	150,00	1,72	179,00	2,06	192,00	2,21
MDV 22	106,30	174,40	33,46	83,10	3,28	111,00	4,38	164,00	6,46	171,00	6,74	187,00	7,37	193,00	7,61
MDV 23	95,92	354,40	33,46	22,90	0,81	26,60	0,95	66,50	2,37	104,00	3,70	149,00	5,30	170,00	6,05
MDV 24	31,01	84,40	33,66	45,60	0,52	66,70	0,77	118,00	1,36	144,00	1,66	174,00	2,00	188,00	2,16
MDV 25	9,85	264,40	37,34	51,30	0,19	73,60	0,27	127,00	0,46	148,00	0,54	176,00	0,64	189,00	0,69
MDV 26	9,60	174,40	35,39	84,40	0,30	112,00	0,40	165,00	0,59	171,00	0,61	186,00	0,66	191,00	0,68
MDV 27	9,60	354,40	35,39	22,60	0,08	27,70	0,10	62,50	0,22	100,00	0,36	145,00	0,52	167,00	0,59

ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL FOTOVOLTAICO INTEGRADO EN EDIFICIOS EN LAS INSTALACIONES DE LA ESCUELA NAVAL MILITAR DE
MARÍN

Irradiación mensual MDV Parte 1 de 2															
ID	S (m ²)	A (°)	E (°)	Hene	H'ene	Hfeb	H'feb	Hmar	H'mar	Habr	H'abr	Hmay	H'may	Hjun	H'jun
MDV 28	9,85	84,40	37,34	45,00	0,16	65,70	0,24	117,00	0,43	142,00	0,52	171,00	0,62	185,00	0,68
MDV 29	18,41	264,40	33,60	51,60	0,35	74,10	0,51	128,00	0,87	150,00	1,02	179,00	1,22	192,00	1,31
MDV 30	24,96	174,40	38,56	86,30	0,80	114,00	1,06	166,00	1,54	170,00	1,57	183,00	1,69	187,00	1,73
MDV 31	24,96	354,40	38,56	22,00	0,20	27,00	0,25	56,00	0,52	94,00	0,87	139,00	1,29	161,00	1,49
MDV 32	18,41	84,40	33,60	45,60	0,31	66,70	0,46	118,00	0,81	144,00	0,98	175,00	1,19	188,00	1,28
Stotal	2696,67				52,35		71,95		122,05		144,86		174,18		188,01

Irradiación mensual MDV Parte 2 de 2													
Hjul	H'jul	Hago	H'ago	Hsep	H'sep	Hoct	H'oct	Hnov	H'nov	Hdic	H'dic	Hav	Haño
194,00	2,50	177,00	2,28	134,00	1,73	88,20	1,14	51,20	0,66	40,60	0,52	118,00	1420,00
208,00	39,58	208,00	39,58	183,00	34,82	138,00	26,26	91,70	17,45	79,20	15,07	151,00	1820,00
173,00	4,45	138,00	3,55	79,40	2,04	40,40	1,04	24,50	0,63	20,20	0,52	85,70	1030,00
173,00	8,46	138,00	6,75	79,40	3,88	40,40	1,98	24,50	1,20	20,20	0,99	85,70	1030,00
173,00	8,46	138,00	6,75	79,40	3,88	40,40	1,98	24,50	1,20	20,20	0,99	85,70	1030,00
173,00	4,45	138,00	3,55	79,40	2,04	40,40	1,04	24,50	0,63	20,20	0,52	85,70	1030,00
199,00	2,57	184,00	2,37	143,00	1,84	98,10	1,27	59,00	0,76	47,90	0,62	125,00	1500,00
196,00	11,13	179,00	10,16	135,00	7,67	88,90	5,05	51,60	2,93	40,90	2,32	119,00	1430,00
201,00	11,41	186,00	10,56	144,00	8,18	98,60	5,60	59,20	3,36	47,80	2,71	126,00	1510,00
196,00	9,24	179,00	8,44	135,00	6,36	89,20	4,20	51,80	2,44	41,00	1,93	120,00	1440,00
201,00	9,47	186,00	8,77	144,00	6,79	98,70	4,65	59,10	2,79	47,90	2,26	126,00	1520,00
196,00	11,13	179,00	10,16	135,00	7,67	88,90	5,05	51,60	2,93	40,90	2,32	119,00	1430,00
201,00	11,41	186,00	10,56	144,00	8,18	98,60	5,60	59,20	3,36	47,80	2,71	126,00	1510,00
214,00	3,16	195,00	2,88	148,00	2,18	98,50	1,45	57,90	0,85	45,90	0,68	131,00	1570,00
214,00	8,89	195,00	8,10	148,00	6,15	98,50	4,09	57,90	2,41	45,90	1,91	131,00	1570,00
214,00	3,16	195,00	2,88	148,00	2,18	98,50	1,45	57,90	0,85	45,90	0,68	131,00	1570,00
203,00	7,71	205,00	7,78	185,00	7,02	141,00	5,35	94,80	3,60	82,50	3,13	152,00	1820,00
164,00	6,23	127,00	4,82	68,00	2,58	34,10	1,29	23,70	0,90	19,50	0,74	79,40	953,00
194,00	2,11	177,00	1,93	134,00	1,46	88,20	0,96	51,20	0,56	40,60	0,44	118,00	1420,00
199,00	2,17	184,00	2,00	143,00	1,56	98,10	1,07	59,00	0,64	47,90	0,52	125,00	1500,00
199,00	2,29	185,00	2,13	144,00	1,66	98,30	1,13	59,10	0,68	47,90	0,55	126,00	1510,00
206,00	8,12	207,00	8,16	184,00	7,25	139,00	5,48	92,80	3,66	80,40	3,17	152,00	1820,00
170,00	6,05	134,00	4,77	75,50	2,69	38,00	1,35	24,20	0,86	20,00	0,71	83,40	1000,00
195,00	2,24	178,00	2,05	134,00	1,54	88,40	1,02	51,30	0,59	40,80	0,47	119,00	1420,00
196,00	0,72	182,00	0,66	142,00	0,52	97,60	0,36	58,70	0,21	47,70	0,17	124,00	1490,00
204,00	0,73	206,00	0,73	184,00	0,66	140,00	0,50	94,10	0,33	81,80	0,29	152,00	1820,00
166,00	0,59	129,00	0,46	70,60	0,25	35,10	0,12	23,90	0,09	19,70	0,07	80,80	970,00

ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL FOTOVOLTAICO INTEGRADO EN EDIFICIOS EN LAS INSTALACIONES DE LA ESCUELA NAVAL MILITAR DE
MARÍN

Irradiación mensual MDV Parte 2 de 2													
Hjul	H'jul	Hago	H'ago	Hsep	H'sep	Hoct	H'oct	Hnov	H'nov	Hdic	H'dic	Hav	Haño
191,00	0,70	175,00	0,64	132,00	0,48	87,00	0,32	50,50	0,18	40,10	0,15	117,00	1400,00
199,00	1,36	185,00	1,26	144,00	0,98	98,30	0,67	59,10	0,40	47,90	0,33	126,00	1510,00
200,00	1,85	204,00	1,89	185,00	1,71	142,00	1,31	96,10	0,89	84,00	0,78	151,00	1820,00
159,00	1,47	121,00	1,12	62,40	0,58	32,50	0,30	23,30	0,22	19,20	0,18	76,40	916,00
195,00	1,33	178,00	1,22	134,00	0,91	88,40	0,60	51,30	0,35	40,80	0,28	119,00	1420,00
	195,11		178,95		137,44		93,68		58,61		48,73		

Irradiación mensual IPL, TRP1, TRP2 Parte 1 de 2															
ID	S (m ²)	A (°)	E (°)	Hene	H'ene	Hfeb	H'feb	Hmar	H'mar	Habr	H'abr	Hmay	H'may	Hjun	H'jun
IPL 01	130,55	0,00	28,31	23,70	1,38	31,10	1,81	76,90	4,48	114,00	6,64	158,00	9,20	179,00	10,42
IPL 02	929,85	89,39	26,09	49,00	20,32	71,40	29,61	125,00	51,84	150,00	62,21	181,00	75,06	196,00	81,29
IPL 03	957,64	270,61	26,09	49,00	20,93	71,40	30,50	126,00	53,82	150,00	64,07	181,00	77,31	196,00	83,71
IPL 04	60,57	89,38	25,87	49,00	1,32	71,40	1,93	125,00	3,38	150,00	4,05	181,00	4,89	196,00	5,29
IPL 05	30,73	270,62	25,87	49,00	0,67	71,40	0,98	126,00	1,73	150,00	2,06	181,00	2,48	196,00	2,69
IPL 06	101,69	180,00	27,71	79,10	3,59	106,00	4,81	162,00	7,35	172,00	7,80	191,00	8,66	199,00	9,03
IPL 07	31,08	180,00	25,57	77,30	1,07	105,00	1,46	160,00	2,22	172,00	2,38	192,00	2,66	201,00	2,79
Stotal	2242,11				49,28		71,09		124,80		149,21		180,27		195,22
TRP1 01	30,64	0,00	29,00	23,60	0,94	30,40	1,21	75,40	3,00	113,00	4,49	156,00	6,20	178,00	7,07
TRP1 02	189,62	90,00	23,64	49,60	12,20	72,00	17,70	126,00	30,98	151,00	37,13	183,00	45,00	197,00	48,44
TRP1 03	189,62	270,00	23,64	49,60	12,20	72,00	17,70	127,00	31,23	151,00	37,13	183,00	45,00	198,00	48,69
TRP1 04	69,39	90,00	26,07	49,30	4,44	71,70	6,45	125,00	11,25	150,00	13,50	181,00	16,29	196,00	17,64
TRP1 05	69,39	270,00	26,07	49,30	4,44	71,70	6,45	126,00	11,34	150,00	13,50	181,00	16,29	196,00	17,64
TRP1 06	31,52	180,00	31,78	82,10	3,36	110,00	4,50	164,00	6,70	172,00	7,03	188,00	7,68	195,00	7,97
TRP1 07	190,94	270,00	3,89	50,70	12,55	74,10	18,35	130,00	32,19	156,00	38,63	190,00	47,05	206,00	51,01
Stotal	771,12				50,11		72,37		126,69		151,41		183,50		198,46
TRP2 01	32,47	180,00	31,78	82,10	4,41	110,00	5,91	164,00	8,81	172,00	9,24	188,00	10,10	195,00	10,47
TRP2 02	197,28	90,00	25,41	49,40	16,12	71,70	23,39	125,00	40,78	151,00	49,27	182,00	59,38	196,00	63,95
TRP2 03	197,28	270,00	25,41	49,40	16,12	71,70	23,39	126,00	41,11	151,00	49,27	182,00	59,38	197,00	64,27
TRP2 04	30,70	180,00	33,85	83,60	4,24	111,00	5,64	165,00	8,38	171,00	8,68	187,00	9,49	193,00	9,80
TRP2 05	58,12	90,00	25,41	49,40	4,75	71,70	6,89	125,00	12,01	151,00	14,51	182,00	17,49	196,00	18,84
TRP2 06	58,12	270,00	25,41	49,40	4,75	71,70	6,89	126,00	12,11	151,00	14,51	182,00	17,49	197,00	18,94
TRP2 07	30,70	0,00	33,85	22,80	1,16	26,60	1,35	65,10	3,31	103,00	5,23	148,00	7,51	170,00	8,63
Stotal	604,67				51,54		73,46		126,51		150,71		180,85		194,90

ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL FOTOVOLTAICO INTEGRADO EN EDIFICIOS EN LAS INSTALACIONES DE LA ESCUELA NAVAL MILITAR DE
MARÍN

Irradiación mensual IPL, TRP1, TRP2 Parte 2 de 2													
Hjul	H'jul	Hago	H'ago	Hsep	H'sep	Hoct	H'oct	Hnov	H'nov	Hdic	H'dic	Hav	Haño
180,00	10,48	146,00	8,50	88,10	5,13	46,20	2,69	23,80	1,39	20,70	1,21	90,50	1090,00
203,00	84,19	186,00	77,14	142,00	58,89	94,20	39,07	55,40	22,98	44,10	18,29	125,00	1500,00
203,00	86,70	186,00	79,44	142,00	60,65	95,30	40,70	56,20	24,00	44,90	19,18	125,00	1500,00
203,00	5,48	186,00	5,02	142,00	3,84	94,30	2,55	55,40	1,50	44,20	1,19	125,00	1500,00
203,00	2,78	186,00	2,55	142,00	1,95	95,30	1,31	56,20	0,77	44,90	0,62	125,00	1500,00
211,00	9,57	209,00	9,48	181,00	8,21	135,00	6,12	88,60	4,02	76,00	3,45	151,00	1810,00
213,00	2,95	209,00	2,90	180,00	2,50	133,00	1,84	86,70	1,20	74,10	1,03	150,00	1800,00
	202,16		185,03		141,16		94,28		55,85		44,96		
178,00	7,07	144,00	5,72	86,40	3,43	45,00	1,79	24,20	0,96	20,60	0,82	89,60	1080,00
205,00	50,41	187,00	45,98	143,00	35,16	95,10	23,39	55,90	13,75	44,50	10,94	126,00	1510,00
205,00	50,41	187,00	45,98	143,00	35,16	96,10	23,63	56,70	13,94	45,30	11,14	126,00	1510,00
203,00	18,27	186,00	16,74	142,00	12,78	94,60	8,51	55,70	5,01	44,40	4,00	125,00	1500,00
203,00	18,27	186,00	16,74	142,00	12,78	95,70	8,61	56,50	5,08	45,20	4,07	125,00	1500,00
208,00	8,50	208,00	8,50	183,00	7,48	138,00	5,64	91,90	3,76	79,40	3,25	152,00	1820,00
214,00	52,99	195,00	48,28	148,00	36,65	98,40	24,37	58,00	14,36	45,90	11,37	130,00	1560,00
	205,92		187,95		143,44		95,93		56,86		45,57		
208,00	11,17	208,00	11,17	183,00	9,83	138,00	7,41	91,90	4,93	79,40	4,26	152,00	1820,00
203,00	66,23	187,00	61,01	142,00	46,33	94,80	30,93	55,80	18,21	44,50	14,52	125,00	1500,00
204,00	66,56	187,00	61,01	142,00	46,33	95,80	31,26	56,60	18,47	45,20	14,75	126,00	1510,00
206,00	10,46	207,00	10,51	184,00	9,34	139,00	7,06	93,40	4,74	81,00	4,11	152,00	1820,00
203,00	19,51	187,00	17,97	142,00	13,65	94,80	9,11	55,80	5,36	44,50	4,28	125,00	1500,00
204,00	19,61	187,00	17,97	142,00	13,65	95,80	9,21	56,60	5,44	45,20	4,34	126,00	1510,00
169,00	8,58	133,00	6,75	74,20	3,77	36,60	1,86	24,20	1,23	19,90	1,01	82,70	992,00
	202,12		186,40		142,89		96,83		58,38		47,27		

Irradiación mensual TRP3 Parte 1 de 2															
ID	S (m ²)	A (°)	E (°)	Hene	H'ene	Hfeb	H'feb	Hmar	H'mar	Habr	H'abr	Hmay	H'may	Hjun	H'jun
TRP3 01	664,09	150,90	28,61	75,60	26,63	102,00	35,93	157,00	55,31	170,00	59,89	190,00	66,94	199,00	70,11
TRP3 02	27,50	60,90	36,87	33,00	0,48	50,10	0,73	97,80	1,43	126,00	1,84	160,00	2,33	176,00	2,57
TRP3 03	664,09	330,90	28,61	24,90	8,77	38,80	13,67	85,30	30,05	118,00	41,57	159,00	56,02	180,00	63,41
TRP3 04	324,00	180,00	0,00	50,80	8,73	74,20	12,75	130,00	22,34	156,00	26,81	190,00	32,66	206,00	35,41
TRP3 05	29,29	60,90	34,29	33,90	0,53	51,40	0,80	99,90	1,55	129,00	2,00	163,00	2,53	179,00	2,78
TRP3 06	53,88	150,90	28,61	75,60	2,16	102,00	2,92	157,00	4,49	170,00	4,86	190,00	5,43	199,00	5,69
TRP3 07	53,88	330,90	28,61	24,90	0,71	38,80	1,11	85,30	2,44	118,00	3,37	159,00	4,54	180,00	5,14
TRP3 08	29,29	240,90	34,29	64,40	1,00	89,10	1,38	144,00	2,24	160,00	2,49	184,00	2,86	195,00	3,03
TRP3 09	39,00	180,00	0,00	50,80	1,05	74,20	1,54	130,00	2,69	156,00	3,23	190,00	3,93	206,00	4,26
Stotal	1885,02				50,07		70,83		122,54		146,06		177,24		192,40

Irradiación mensual TRP3 Parte 2 de 2													
Hjul	H'jul	Hago	H'ago	Hsep	H'sep	Hoct	H'oct	Hnov	H'nov	Hdic	H'dic	Hav	Haño
211,00	74,34	207,00	72,93	177,00	62,36	129,00	45,45	84,40	29,73	72,10	25,40	148,00	1770,00
179,00	2,61	157,00	2,29	110,00	1,60	68,50	1,00	37,20	0,54	28,20	0,41	102,00	1220,00
181,00	63,77	150,00	52,84	95,50	33,64	55,70	19,62	28,20	9,93	20,60	7,26	94,70	1140,00
214,00	36,78	195,00	33,52	148,00	25,44	98,50	16,93	57,90	9,95	45,90	7,89	131,00	1570,00
183,00	2,84	160,00	2,49	112,00	1,74	70,20	1,09	38,30	0,60	29,00	0,45	104,00	1250,00
211,00	6,03	207,00	5,92	177,00	5,06	129,00	3,69	84,40	2,41	72,10	2,06	148,00	1770,00
181,00	5,17	150,00	4,29	95,50	2,73	55,70	1,59	28,20	0,81	20,60	0,59	94,70	1140,00
204,00	3,17	196,00	3,05	161,00	2,50	115,00	1,79	73,10	1,14	61,40	0,95	137,00	1650,00
214,00	4,43	195,00	4,03	148,00	3,06	98,50	2,04	57,90	1,20	45,90	0,95	131,00	1570,00
	199,14		181,35		138,14		93,19		56,31		45,96		

ANEXO IV: CARACTERIZACIÓN ESTADÍSTICA DE LA IRRADIACIÓN MENSUAL INCIDENTE EN TEJADOS

En el presente anexo se presentarán las tablas utilizadas para la elaboración del diagrama de cajas y bigotes. Dicho diagrama sirvió para comparar la irradiación mensual entre cada edificio. La característica más útil de este diagrama es que muestra en qué valores se concentran las variables o, en este caso, entre qué valores de irradiación se encuentran los edificios en cada mes. En primer lugar se muestran las tablas que contienen los valores de irradiación de cada uno de los doce meses del año para cada edificio. En segundo lugar se muestra la tabla de cálculo de las variables necesarias para el diagrama, como la mediana, los cuartiles, etc.

ANTONIO DUELO URCELAY

Túnel del Viento	Jefatura de Instrucción	Polideportivo	Cuartel Francisco Moreno	Irradiación mensual total por edificio Parte 1 de 2				Edificio CUD	Imprenta	Cuartel Marinería	Isaac Peral	Residencia Oficiales
				Torpedos 1	Torpedos 2	Taller de automóviles 2	Sección de Obras					
57,71	50,70	50,20	50,02	50,11	51,54	50,00	49,20	53,01	51,10	50,20	49,28	49,89
81,82	74,06	73,04	72,50	72,37	73,46	72,04	71,23	74,18	72,95	71,64	71,09	71,48
137,06	129,64	127,77	126,56	126,69	126,51	125,33	124,67	126,30	125,53	124,34	124,80	124,45
159,03	155,66	153,50	151,88	151,41	150,71	150,11	149,89	148,20	148,91	148,44	149,21	148,77
188,49	189,55	186,67	184,81	183,50	180,85	182,00	182,65	178,12	178,80	180,18	180,27	180,11
201,97	205,55	202,60	200,35	198,46	194,90	196,95	198,06	192,20	193,45	195,07	195,22	194,42
210,47	213,55	210,44	207,96	205,92	202,12	204,41	205,31	199,97	200,67	202,15	202,16	201,78
196,51	194,57	191,51	189,41	187,95	186,40	186,47	186,48	183,01	183,86	184,35	185,03	184,30
155,57	147,86	145,61	144,03	143,44	142,89	142,14	141,51	141,97	141,66	140,49	141,16	140,93
106,82	98,28	96,93	95,98	95,93	96,83	95,11	94,38	97,34	96,10	94,64	94,28	94,63
65,06	57,82	57,08	56,84	56,86	58,38	56,65	55,85	59,82	57,67	56,69	55,85	56,40
53,11	45,78	45,34	45,33	45,57	47,27	45,47	44,63	49,36	46,77	46,14	44,96	45,84

Edificio correos	Barrio Industrial Talleres	Edificio Dep. Táctica	Lavandería	Torpedos 3	Irradiación mensual total por edificio Parte 2 de 2			Casino de alumnos	Jefatura de Estudios	Bazar	Aula 14	Barrio Industrial Sur
					Cuartel Marqués de la Victoria	Taller de automóviles 1	Hospital					
49,07	49,82	50,05	49,85	50,07	52,35	49,94	50,89	49,84	50,52	49,93	49,76	48,03
71,07	71,42	71,10	71,45	70,83	71,95	70,86	69,74	70,05	71,22	69,99	69,59	67,80
124,20	124,02	122,95	124,50	122,54	122,05	122,11	119,73	120,27	121,69	119,10	118,54	117,00
148,77	148,05	147,00	148,00	146,06	144,86	144,86	142,79	142,71	142,83	139,94	139,19	138,79
179,34	179,00	179,00	179,00	177,24	174,18	174,21	173,21	172,43	170,35	167,32	166,47	166,56
194,40	193,32	194,00	194,00	192,40	188,01	188,18	187,15	186,13	183,08	180,23	179,24	179,79
200,86	200,51	201,00	201,00	199,14	195,11	195,10	193,69	192,77	189,87	186,28	185,22	185,66
183,74	183,31	182,50	183,50	181,35	178,95	178,67	176,48	176,19	175,00	171,11	170,09	169,80
140,65	139,90	139,50	140,50	138,14	137,44	137,07	134,83	135,03	136,11	132,64	131,92	130,39
94,14	94,23	93,80	94,20	93,19	93,68	93,00	91,49	92,03	93,42	91,26	90,79	88,80
55,66	56,32	56,60	56,30	56,31	58,61	56,24	56,65	56,03	56,76	56,03	55,82	53,87
44,57	45,41	46,05	45,35	45,96	48,73	45,77	47,41	46,22	46,56	46,23	46,10	44,04

ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL FOTOVOLTAICO INTEGRADO EN EDIFICIOS EN LAS INSTALACIONES DE LA ESCUELA NAVAL MILITAR DE
MARÍN

Dato	Parámetros de utilidad para el diagrama de cajas y bigotes Parte 1 de 2											
	Túnel del Viento	Jefatura de Instrucción	Polideportivo	Cuartel Francisco Moreno	Torpedos 1	Torpedos 2	Taller de automóviles 2	Sección de Obras	Edificio CUD	Imprenta	Cuartel Marinería	Isaac Peral
MEDIA	134,47	130,25	128,39	127,14	126,52	125,99	125,55	125,32	125,29	124,79	124,53	124,44
Q1 (CUARTIL 1)	77,63	70,00	69,05	68,59	68,49	69,69	68,19	67,39	70,59	69,13	67,90	67,28
Q3 (CUARTIL 3)	190,49	190,81	187,88	185,96	184,62	182,24	183,12	183,61	179,34	180,06	181,22	181,46
RANGO INTERC.	112,87	120,81	118,83	117,37	116,13	112,55	114,93	116,22	108,76	110,94	113,32	114,18
MEDIANA	146,31	138,75	136,69	135,30	135,07	134,70	133,73	133,09	134,13	133,60	132,42	132,98
VALOR MÍNIMO	53,11	45,78	45,34	45,33	45,57	47,27	45,47	44,63	49,36	46,77	46,14	44,96
VALOR MÁXIMO	210,47	213,55	210,44	207,96	205,92	202,12	204,41	205,31	199,97	200,67	202,15	202,16
L. INFERIOR	53,11	45,78	45,34	45,33	45,57	47,27	45,47	44,63	49,36	46,77	46,14	44,96
L. SUPERIOR	210,47	213,55	210,44	207,96	205,92	202,12	204,41	205,31	199,97	200,67	202,15	202,16
BASE DEL GRÁFICO	77,63	70,00	69,05	68,59	68,49	69,69	68,19	67,39	70,59	69,13	67,90	67,28
CAJÓN 1	68,69	68,75	67,64	66,71	66,58	65,01	65,54	65,70	63,54	64,47	64,51	65,70
CAJÓN 2	44,18	52,06	51,19	50,67	49,55	47,54	49,38	50,52	45,21	46,47	48,81	48,48
BIGOTE INF	24,52	24,22	23,71	23,26	22,92	22,42	22,72	22,76	21,23	22,36	21,76	22,32
BIGOTE SUP	19,98	22,75	22,56	22,00	21,30	19,88	21,29	21,70	20,62	20,61	20,92	20,70

Parámetros de utilidad para el diagrama de cajas y bigotes Parte 2 de 2													
Residencia Oficiales	Edificio correos	Barrio Industrial Talleres	Edificio Dep. Táctica	Lavand ería	Torped os 3	Cuartel Marqués de la Victoria	Taller de automóviles 1	Hospit al	Casino de alumnos	Jefatura de Estudios	Bazar	Aula 14	Barrio Industrial Sur
124,42	123,87	123,78	123,63	123,97	122,77	122,16	121,33	120,34	119,98	119,78	117,50	116,89	115,88
67,71	67,22	67,65	67,48	67,66	67,20	68,61	67,20	66,47	66,55	67,60	66,50	66,14	64,32
181,16	180,44	180,08	179,88	180,13	178,27	175,37	175,32	174,03	173,37	171,51	168,26	167,37	167,37
113,45	113,22	112,43	112,40	112,46	111,07	106,76	108,12	107,56	106,82	103,91	101,77	101,23	103,05
132,69	132,42	131,96	131,23	132,50	130,34	129,75	129,59	127,28	127,65	128,90	125,87	125,23	123,70
45,84	44,57	45,41	46,05	45,35	45,96	48,73	45,77	47,41	46,22	46,56	46,23	46,10	44,04
201,78	200,86	200,51	201,00	201,00	199,14	195,11	195,10	193,69	192,77	189,87	186,28	185,22	185,66
45,84	44,57	45,41	46,05	45,35	45,96	48,73	45,77	47,41	46,22	46,56	46,23	46,10	44,04
201,78	200,86	200,51	201,00	201,00	199,14	195,11	195,10	193,69	192,77	189,87	186,28	185,22	185,66
67,71	67,22	67,65	67,48	67,66	67,20	68,61	67,20	66,47	66,55	67,60	66,50	66,14	64,32
64,98	65,21	64,31	63,75	64,84	63,14	61,13	62,39	60,81	61,11	61,30	59,37	59,09	59,38
48,46	48,02	48,12	48,65	47,63	47,93	45,63	45,73	46,75	45,72	42,61	42,39	42,14	43,68
21,87	22,64	22,23	21,43	22,31	21,24	19,88	21,43	19,06	20,33	21,04	20,27	20,04	20,28
20,62	20,41	20,44	21,13	20,88	20,87	19,74	19,78	19,66	19,40	18,36	18,01	17,84	18,29

ANEXO V: TABLAS DE CÁLCULOS ENERGÉTICOS Y COSTES

En el presente anexo se expondrán los cálculos y resultados relativos al cálculo de la potencia de pico, la energía eléctrica anual producida y los costes relativos a la inversión inicial necesaria de la instalación, los de operación y mantenimiento y los debidos a impuestos. Las tablas que se exponen a continuación han sido extraídas de la hoja de cálculo de Excel utilizada en el desarrollo del trabajo.

Cálculo P*	P*=Ppanel·Stejado/Spapel					
Edificio	Ppanel (Wp)	Stejado (m²)	Spapel (m²)	P* (Wp)	P* (kWp)	
Aula 14	150	128,87	1	19330,5	19,3305	
Barrio Industrial Sur	150	317,04	1	47556	47,556	
Barrio Industrial Talleres	150	1392,48	1	208872	208,872	
Bazar	150	132,4	1	19860	19,86	
Casino de alumnos	150	1856,03	1	278404,5	278,4045	
Cuartel Francisco Moreno	150	3135,27	1	470290,5	470,2905	
Cuartel Marinería	150	2202,84	1	330426	330,426	
Cuartel Marqués de la Victoria	150	2696,67	1	404500,5	404,5005	
Edificio correos	150	645,88	1	96882	96,882	
Edificio CUD	150	1554,51	1	233176,5	233,1765	
Edificio Dep. Táctica	150	858,72	1	128808	128,808	
Hospital	150	2171,89	1	325783,5	325,7835	
Imprenta	150	350,3	1	52545	52,545	
Isaac Peral	150	2242,11	1	336316,5	336,3165	
Jefatura de Estudios	150	677,9	1	101685	101,685	
Jefatura de Instrucción	150	1439,64	1	215946	215,946	
Lavandería	150	513,4	1	77010	77,01	
Polideportivo	150	2463,22	1	369483	369,483	
Residencia Oficiales	150	1212,79	1	181918,5	181,9185	
Sección de Obras	150	1207,56	1	181134	181,134	
Taller de automóviles 1	150	414,66	1	62199	62,199	
Taller de automóviles 2	150	1138,28	1	170742	170,742	
Torpedos 1	150	771,12	1	115668	115,668	
Torpedos 2	150	604,67	1	90700,5	90,7005	
Torpedos 3	150	1885,02	1	282753	282,753	
Túnel del Viento	150	247,05	1	37057,5	37,0575	
				4839048	4839,048	P* total kWp

Eaño=P*·H'año*PR					
Edificio	P* (kWp)	H'año (kWh/kWp)	PR	Eaño (kWh)	Eaño total (kWh)
Aula 14	19,3305	1402,338	0,7	18975,5263	5057527,825
Barrio Industrial Sur	47,556	1391,147	0,7	46310,17071	
Barrio Industrial Talleres	208,872	1486,452	0,7	217334,7415	
Bazar	19,86	1409,631	0,7	19596,69016	
Casino de alumnos	278,4045	1440,632	0,7	280754,9022	
Cuartel Francisco Moreno	470,2905	1526,665	0,7	502583,2323	
Cuartel Marinería	330,426	1494,674	0,7	345715,4058	
Cuartel Marqués de la Victoria	404,5005	1466,479	0,7	415234,0421	
Edificio correos	96,882	1487,108	0,7	100851,7981	
Edificio CUD	233,1765	1504,043	0,7	245495,2378	
Edificio Dep. Táctica	128,808	1485	0,7	133895,916	
Hospital	325,7835	1443,358	0,7	329155,5547	
Imprenta	52,545	1497,815	0,7	55091,88242	
Isaac Peral	336,3165	1494,346	0,7	351801,2516	
Jefatura de Estudios	101,685	1436,769	0,7	102268,499	
Jefatura de Instrucción	215,946	1565,748	0,7	236681,9123	
Lavandería	77,01	1485	0,7	80051,895	
Polideportivo	369,483	1542,51	0,7	398951,8556	
Residencia Oficiales	181,9185	1493,15	0,7	190142,1258	
Sección de Obras	181,134	1504,812	0,7	190800,8318	
Taller de automóviles 1	62,199	1456	0,7	63393,2208	
Taller de automóviles 2	170,742	1507,124	0,7	180130,5562	
Torpedos 1	115,668	1516,167	0,7	122760,4032	
Torpedos 2	90,7005	1511,862	0,7	95988,64753	
Torpedos 3	282,753	1473,562	0,7	291657,8533	
Túnel del Viento	37,0575	1615,392	0,7	41903,67233	

Coste inicial por edificio= $P \cdot C_{llave}$	
Edificio	Inversión inicial (€)
Aula 14	30928,8
Barrio Industrial Sur	76089,6
Barrio Industrial Talleres	334195,2
Bazar	31776
Casino de alumnos	445447,2
Cuartel Francisco Moreno	752464,8
Cuartel Marinería	528681,6
Cuartel Marqués de la Victoria	647200,8
Edificio correos	155011,2
Edificio CUD	373082,4
Edificio Dep. Táctica	206092,8
Hospital	521253,6
Imprenta	84072
Isaac Peral	538106,4
Jefatura de Estudios	162696
Jefatura de Instrucción	345513,6
Lavandería	123216
Polideportivo	591172,8
Residencia Oficiales	291069,6
Sección de Obras	289814,4
Taller de automóviles 1	99518,4
Taller de automóviles 2	273187,2
Torpedos 1	185068,8
Torpedos 2	145120,8
Torpedos 3	452404,8
Túnel del Viento	59292
Total	7742476,8

Coste OyP por edificio	0,033 (€/Wp)
Edificio	Coste
Aula 14	637,9065
Barrio Industrial Sur	1569,348
Barrio Industrial Talleres	6892,776
Bazar	655,38
Casino de alumnos	9187,3485
Cuartel Francisco Moreno	15519,5865
Cuartel Marinería	10904,058
Cuartel Marqués de la Victoria	13348,5165
Edificio correos	3197,106
Edificio CUD	7694,8245
Edificio Dep. Táctica	4250,664
Hospital	10750,8555
Imprenta	1733,985
Isaac Peral	11098,4445
Jefatura de Estudios	3355,605
Jefatura de Instrucción	7126,218
Lavandería	2541,33
Polideportivo	12192,939
Residencia Oficiales	6003,3105
Sección de Obras	5977,422
Taller de automóviles 1	2052,567
Taller de automóviles 2	5634,486
Torpedos 1	3817,044
Torpedos 2	2993,1165
Torpedos 3	9330,849
Túnel del Viento	1222,8975
	159688,584 3992214,6

Cargo variable anual (€/kWh)	Eaño (kWh)	Impuesto anual (€)	Impuesto total (€)
0,029399	5057527,825	148686,2605	3717156,513

ANEXO VI: TABLAS DE CÁLCULO DEL ESTUDIO DE AMORTIZACIÓN

En el presente anexo se presentarán los cálculos realizados con el objetivo de obtener los valores de los parámetros NPV y SIR, así como los resultados del estudio de amortización. Estos cálculos se realizaron mediante la tabla que se expone a continuación, que se extrae de una hoja de cálculo de Excel y que sirvió asimismo para el cálculo de los distintos valores de NPV y SIR utilizados en el análisis de sensibilidad. En la tabla, se indican en verde los valores finales del NPV y SIR, además del año número 10 en el que se pasa de un valor negativo a un positivo del NPV, lo que significa que en ese año se amortiza la instalación.

año	Ci	Ce	Cr	Csol	OUT	Beg	Bet	IN	CashFlow	NPV	IN i	OUTi	CumIN i	Cum	SIR
0	7,74E+06	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	7,74E+06	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	-7,74E+06	-7,74E+06	0,00E+00	7,74E+06	0,00E+00	7,74E+06	0,00E+00
1	0,00E+00	0,00E+00	1,60E+05	1,49E+05	3,08E+05	1,10E+06	0,00E+00	1,10E+06	8,03E+05	-6,94E+06	1,11E+06	3,12E+05	1,11E+06	8,05E+06	1,38E-01
2	0,00E+00	0,00E+00	1,60E+05	1,49E+05	3,08E+05	1,10E+06	0,00E+00	1,10E+06	8,13E+05	-6,13E+06	1,13E+06	3,16E+05	2,24E+06	8,37E+06	2,68E-01
3	0,00E+00	0,00E+00	1,60E+05	1,49E+05	3,08E+05	1,10E+06	0,00E+00	1,10E+06	8,22E+05	-5,30E+06	1,14E+06	3,20E+05	3,39E+06	8,69E+06	3,90E-01
4	0,00E+00	0,00E+00	1,60E+05	1,49E+05	3,08E+05	1,10E+06	0,00E+00	1,10E+06	8,32E+05	-4,47E+06	1,16E+06	3,24E+05	4,54E+06	9,01E+06	5,04E-01
5	0,00E+00	0,00E+00	1,60E+05	1,49E+05	3,08E+05	1,10E+06	0,00E+00	1,10E+06	8,43E+05	-3,63E+06	1,17E+06	3,28E+05	5,71E+06	9,34E+06	6,11E-01
6	0,00E+00	0,00E+00	1,60E+05	1,49E+05	3,08E+05	1,10E+06	0,00E+00	1,10E+06	8,53E+05	-2,78E+06	1,18E+06	3,32E+05	6,90E+06	9,67E+06	7,13E-01
7	0,00E+00	0,00E+00	1,60E+05	1,49E+05	3,08E+05	1,10E+06	0,00E+00	1,10E+06	8,63E+05	-1,91E+06	1,20E+06	3,36E+05	8,09E+06	1,00E+07	8,09E-01
8	0,00E+00	0,00E+00	1,60E+05	1,49E+05	3,08E+05	1,10E+06	0,00E+00	1,10E+06	8,74E+05	-1,04E+06	1,21E+06	3,40E+05	9,31E+06	1,03E+07	8,99E-01
9	0,00E+00	0,00E+00	1,60E+05	1,49E+05	3,08E+05	1,10E+06	0,00E+00	1,10E+06	8,84E+05	-1,56E+05	1,23E+06	3,44E+05	1,05E+07	1,07E+07	9,85E-01
10	0,00E+00	0,00E+00	1,60E+05	1,49E+05	3,08E+05	1,10E+06	0,00E+00	1,10E+06	8,95E+05	7,39E+05	1,24E+06	3,48E+05	1,18E+07	1,10E+07	1,07E+00
11	0,00E+00	0,00E+00	1,60E+05	1,49E+05	3,08E+05	1,10E+06	0,00E+00	1,10E+06	9,06E+05	1,64E+06	1,26E+06	3,52E+05	1,30E+07	1,14E+07	1,14E+00
12	0,00E+00	0,00E+00	1,60E+05	1,49E+05	3,08E+05	1,10E+06	0,00E+00	1,10E+06	9,17E+05	2,56E+06	1,27E+06	3,56E+05	1,43E+07	1,17E+07	1,22E+00
13	0,00E+00	0,00E+00	1,60E+05	1,49E+05	3,08E+05	1,10E+06	0,00E+00	1,10E+06	9,28E+05	3,49E+06	1,29E+06	3,61E+05	1,56E+07	1,21E+07	1,29E+00
14	0,00E+00	0,00E+00	1,60E+05	1,49E+05	3,08E+05	1,10E+06	0,00E+00	1,10E+06	9,39E+05	4,43E+06	1,30E+06	3,65E+05	1,69E+07	1,25E+07	1,35E+00
15	0,00E+00	0,00E+00	1,60E+05	1,49E+05	3,08E+05	1,10E+06	0,00E+00	1,10E+06	9,51E+05	5,38E+06	1,32E+06	3,70E+05	1,82E+07	1,28E+07	1,42E+00
16	0,00E+00	0,00E+00	1,60E+05	1,49E+05	3,08E+05	1,10E+06	0,00E+00	1,10E+06	9,62E+05	6,34E+06	1,34E+06	3,74E+05	1,96E+07	1,32E+07	1,48E+00
17	0,00E+00	0,00E+00	1,60E+05	1,49E+05	3,08E+05	1,10E+06	0,00E+00	1,10E+06	9,74E+05	7,32E+06	1,35E+06	3,79E+05	2,09E+07	1,36E+07	1,54E+00
18	0,00E+00	0,00E+00	1,60E+05	1,49E+05	3,08E+05	1,10E+06	0,00E+00	1,10E+06	9,86E+05	8,30E+06	1,37E+06	3,83E+05	2,23E+07	1,40E+07	1,59E+00
19	0,00E+00	0,00E+00	1,60E+05	1,49E+05	3,08E+05	1,10E+06	0,00E+00	1,10E+06	9,98E+05	9,30E+06	1,39E+06	3,88E+05	2,37E+07	1,44E+07	1,65E+00
20	0,00E+00	0,00E+00	1,60E+05	1,49E+05	3,08E+05	1,10E+06	0,00E+00	1,10E+06	1,01E+06	1,03E+07	1,40E+06	3,93E+05	2,51E+07	1,48E+07	1,70E+00
21	0,00E+00	0,00E+00	1,60E+05	1,49E+05	3,08E+05	1,10E+06	0,00E+00	1,10E+06	1,02E+06	1,13E+07	1,42E+06	3,97E+05	2,65E+07	1,52E+07	1,75E+00
22	0,00E+00	0,00E+00	1,60E+05	1,49E+05	3,08E+05	1,10E+06	0,00E+00	1,10E+06	1,03E+06	1,24E+07	1,44E+06	4,02E+05	2,79E+07	1,56E+07	1,79E+00
23	0,00E+00	0,00E+00	1,60E+05	1,49E+05	3,08E+05	1,10E+06	0,00E+00	1,10E+06	1,05E+06	1,34E+07	1,45E+06	4,07E+05	2,94E+07	1,60E+07	1,84E+00
24	0,00E+00	0,00E+00	1,60E+05	1,49E+05	3,08E+05	1,10E+06	0,00E+00	1,10E+06	1,06E+06	1,45E+07	1,47E+06	4,12E+05	3,09E+07	1,64E+07	1,88E+00
25	0,00E+00	0,00E+00	1,60E+05	1,49E+05	3,08E+05	1,10E+06	0,00E+00	1,10E+06	1,07E+06	1,55E+07	1,49E+06	4,17E+05	3,23E+07	1,68E+07	1,93E+00

P* (Wp)	E (kWh)	C (kWh)	venta (€/kWh)	instalación (€/Wp)	OyM (€/Wp)	csol (€/kWh)	i	in	if
4,84E+06	5,06E+06	3,10E+06	0,2178	1,6	0,033	0,029399	0,988	0	1,18%

ANEXO VII: TABLA DE CÁLCULO DEL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

En el presente anexo se expondrá la tabla de cálculo utilizada para generar las gráficas resultado del análisis de sensibilidad. Para confeccionar dicha tabla se calcularon distintos valores del NPV y SIR a partir de la variación de las variables seleccionadas en el análisis de sensibilidad, utilizando la tabla expuesta en el Anexo IV. La tabla que se muestra a continuación se extrajo de una hoja de cálculo de Excel.

NPV					
% variación	Precio venta elect.	η_{panel}	Precio "llave"	C OyM	i
-75	-8,71E+06	3,89E+06	2,14E+07	1,91E+07	1,29E+07
-50	-6,26E+05	7,77E+06	1,94E+07	1,79E+07	1,37E+07
-25	7,46E+06	1,17E+07	1,75E+07	1,67E+07	1,46E+07
0	1,55E+07	1,55E+07	1,55E+07	1,55E+07	1,55E+07
25	2,36E+07	1,94E+07	1,36E+07	1,44E+07	1,65E+07
50	3,17E+07	2,33E+07	1,17E+07	1,32E+07	1,74E+07
75	3,98E+07	2,72E+07	9,74E+06	1,20E+07	1,85E+07

SIR					
% variación	Precio venta elect.	η_{panel}	Precio "llave"	C OyM	i
-75	4,81E-01	1,93E+00	2,94E+00	2,44E+00	1,82E+00
-50	9,63E-01	1,93E+00	2,50E+00	2,24E+00	1,85E+00
-25	1,44E+00	1,93E+00	2,18E+00	2,07E+00	1,89E+00
0	1,925446764	1,92544676	1,925446764	1,92544676	1,92544676
25	2,41E+00	1,93E+00	1,73E+00	1,80E+00	1,96E+00
50	2,89E+00	1,93E+00	1,56E+00	1,69E+00	1,99E+00
75	3,37E+00	1,93E+00	1,43E+00	1,59E+00	2,03E+00