

# **USO RACIONAL DE LA ENERGÍA A PARTIR DEL DISEÑO DE APLICACIONES SOSTENIBLES EN EL EDIFICIO ELÉCTRICA II DE LA UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**

**Autor: GERMÁN ALFONSO OSMA PINTO**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO MECÁNICAS  
INGENIERÍA ELÉCTRICA  
BUCARAMANGA, 2011**

# **USO RACIONAL DE LA ENERGÍA A PARTIR DEL DISEÑO DE APLICACIONES SOSTENIBLES EN EL EDIFICIO ELÉCTRICA II DE LA UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**

**Trabajo de grado para optar por el título de  
Magister en Ingeniería Eléctrica**

**Autor: GERMÁN ALFONSO OSMA PINTO  
Ingeniero Electricista - Ingeniero Industrial**

**Director: GABRIEL ORDÓÑEZ PLATA  
Doctor Ingeniero Industrial**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO MECÁNICAS  
INGENIERÍA ELÉCTRICA  
BUCARAMANGA, 2011**

## **AD MAOIREM GLORIAM DEI**

**Abuna di bishemaya  
Itqaddash shemak,  
Tete maltutak  
tit'abed re'utak  
kedi bi shemaya kan ba ar'a  
Lajmana hab lana sekem yom beyoma  
U shebok lana jobeina  
Kedi af anajna shebakna lejeibina  
Weal ta'alna lenision,  
Ela peshina min bisha.**

**Per semper caritas. Per Semper Christus.**

# AGRADECIMIENTOS

---

A Dios por su infinito amor.

A mi familia por su amor.

Al Dr. Gabriel Ordóñez por su amistad y dirección.

A los profesores del Grupo de Investigación GISEL por su apoyo y colaboración para el desarrollo de este proyecto.

Al Dr. Rubén Cruz por su apoyo para que la implementación de este proyecto sea una realidad.

Al Dr. Göran Olof Wall por su motivación y confianza.

A todas aquellas personas que colaboraron para el desarrollo de este trabajo.

# CONTENIDO

---

	<i>Pág.</i>
<b>1. INTRODUCCIÓN</b>	<b>17</b>
1.1 DESARROLLO SOSTENIBLE	18
1.2 EDIFICACIONES VERDES	18
1.3 APLICACIONES ENERGÉTICAS SOSTENIBLES	19
1.4 DESCRIPCIÓN DE LA PROPUESTA DE INVESTIGACIÓN	20
1.4.1 Objetivo general	20
1.4.2 Objetivos específicos	20
1.4.3 Alcances	20
1.5 RESEÑA DEL TRABAJO DESARROLLADO	21
<b>2. DISEÑO DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN INTEGRADO FOTOVOLTAICO-EÓLICO</b>	<b>24</b>
2.1 POTENCIAL ENERGÉTICO	24
2.1.1 Potencial solar en sitio	25
2.1.2 Potencial eólico en sitio	25
2.1.3 Seguimiento solar	27
2.2 GENERALIDADES DEL SISTEMA	28
2.2.1 Configuración del sistema	28
2.2.2 Restricciones de capacidad del sistema	30
2.3 SELECCIÓN DE EQUIPOS	31
2.3.1 Componentes de generación	31
2.3.2 Efecto de la temperatura ambiente	32
2.3.3 Unidades de acondicionamiento y gestión de energía	34
2.3.4 Almacenadores de energía	37
2.3.5 Medidores de energía	37
2.4 DISEÑO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS	39
2.4.1 Conductores y ductos	39
2.4.2 Protecciones	40
2.4.3 Sistema de puesta a tierra	41
2.4.4 Tableros eléctricos	41
2.4.5 Verificación de la regulación de tensión y nivel de aislamiento	42
2.4.6 Representación gráfica del sistema	42
2.5 COMPORTAMIENTO ENERGÉTICO DEL SISTEMA	43

<b>3. DISEÑO DE UN SISTEMA DE AISLAMIENTO TÉRMICO A PARTIR DE CUBIERTAS VEGETALES Y DE UN SISTEMA PARA USO RACIONAL DEL AGUA</b>	<b>46</b>
<b>3.1 Generalidades sobre las cubiertas vegetales</b>	<b>48</b>
3.1.1 Componentes de una cubierta verde	48
3.1.2 Tipos de cubierta verde	49
3.1.3 Beneficios	51
3.1.4 Recomendaciones para construcción de cubiertas verdes	51
<b>3.2 Comportamiento térmico</b>	<b>51</b>
<b>3.3 DESCRIPCIÓN DEL DISEÑO DE LAS CUBIERTAS VERDES DEL COMPLEJO E3T</b>	<b>53</b>
<b>3.4 SISTEMA PARA EL USO RACIONAL DEL AGUA</b>	<b>56</b>
3.4.1 Cuantificación del requerimiento acuífero para el riego de las cubiertas verdes	57
3.4.2 Cuantificación del requerimiento acuífero para servicios comunes	58
3.4.3 Técnicas para la reducción de consumo de agua en servicios comunes	59
3.4.4 Cuantificación del potencial de agua lluvia a captarse	59
3.4.5 Balance acuífero del complejo E3T	60
3.4.6 Configuración del sistema	62
<b>4. RECOMENDACIONES PARA EL APROVECHAMIENTO DE ILUMINACIÓN Y VENTILACIÓN NATURALES</b>	<b>66</b>
<b>4.1 RECOMENDACIONES PARA EL APROVECHAMIENTO DE LA ILUMINACIÓN NATURAL</b>	<b>66</b>
4.1.1 Cuantificación del nivel de obstrucción circundante	67
4.1.2 Radiación solar de cielo cubierto potencial	70
4.1.3 Potencial de iluminación natural en espacios interiores	73
4.1.4 Tubos solares	78
4.1.5 Transparencia del vidriado	79
<b>4.2 RECOMENDACIONES PARA EL APROVECHAMIENTO DE LA VENTILACIÓN NATURAL</b>	<b>80</b>
4.2.1 Consideraciones sobre aspectos térmicos de la edificación	80
4.2.2 Pozos canadienses	82
<b>5. EVALUACIÓN FINANCIERA DE LAS APLICACIONES ENERGÉTICAS SOSTENIBLES PROPUESTAS</b>	<b>89</b>
<b>5.1 SISTEMA DE GENERACIÓN INTEGRADO FOTOVOLTAICO-EÓLICO</b>	<b>90</b>
<b>5.2 CUBIERTAS VERDES</b>	<b>91</b>
<b>5.3 SISTEMA DE ILUMINACIÓN NATURAL A PARTIR DE TUBOS SOLARES</b>	<b>93</b>
<b>6. EVALUACIÓN DE LA SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA</b>	<b>95</b>
<b>6.1 SISTEMAS DE CERTIFICACIÓN</b>	<b>96</b>
6.1.1 Sistema de certificación LEED	96
6.1.2 Valoración LEED a priori del complejo E3T	97
<b>6.2 SOSTENIBILIDAD EN EL COMPLEJO E3T</b>	<b>98</b>

<b>6.3 SISTEMA DE INDICADORES PARA LA EVALUACIÓN DE SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA Y ACUÍFERA EN EL COMPLEJO E3T</b>	<b>98</b>
<b>7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>104</b>
<b>7.1 Resultados y Conclusiones</b>	<b>104</b>
7.1.1 Sistema de generación fotovoltaico-eólico (Capítulo 2)	104
7.1.2 Sistema de aislamiento térmico a partir de cubiertas verdes (Capítulo 3)	106
7.1.3 Sistema de uso racional del agua (Capítulo 3)	108
7.1.4 Recomendaciones sobre iluminación natural (Capítulo 4)	109
7.1.5 Recomendaciones sobre ventilación natural (Capítulo 4)	109
7.1.6 Evaluación financiera (Capítulo 5)	110
7.1.7 Sistema de evaluación de sostenibilidad (Capítulo 6)	111
7.1.8 Divulgación científica	112
7.1.9 Proyectos de grado	112
<b>7.2 CONSIDERACIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>113</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>116</b>

# ÍNDICE DE TABLAS

---

	<i><b>Pág.</b></i>	
Tabla 2.1	Relación subsistemas y necesidades identificadas	29
Tabla 2.2	Análisis de restricciones para el dimensionamiento por subsistema	30
Tabla 2.3	Especificaciones técnicas de los modelos de panel fotovoltaicos considerados	31
Tabla 2.4	Comparación de los valores característicos del panel SCHOTT POLY225 en condiciones STC y ambiente de Bucaramanga	33
Tabla 2.5	Configuración de los paneles fotovoltaicos por subsistema	34
Tabla 2.6	Descripción de las unidades de acondicionamiento y gestión de la energía por subsistema	35
Tabla 2.7	Escenarios de funcionamiento de la unidad FLEXPWERONE	36
Tabla 2.8	Determinación de la capacidad amperométrica de las baterías	37
Tabla 2.9	Estrategia de medición de variables eléctricas	39
Tabla 2.10	Nivel de regulación de los tramos del sistema de generación	42
Tabla 2.11	Comportamiento energético del sistema de generación por subsistema	43
Tabla 3.1	Descripción general de las capas de un techo verde tipo extensivo	48
Tabla 3.2	Clasificación de las cubiertas verdes	50
Tabla 3.3	Cubiertas verdes del complejo E3T	53
Tabla 3.4	Distribución de puntos acuíferos del complejo E3T	56
Tabla 3.5	Técnicas para la reducción de consumo de agua a implementarse.	59
Tabla 3.6	Cuantificación del agua lluvia a captarse	60
Tabla 4.1	Factores de obstrucción o penalización de la fachada oeste por la obstrucción de la panorámica	69
Tabla 4.2	Factores de cielo cubierto disponible de la fachada oeste	69
Tabla 4.3	Factores de cielo cubierto disponible	70
Tabla 4.4	Factores de cielo cubierto disponible modificados	70
Tabla 4.5	Factores de cielo cubierto modificados	74
Tabla 4.6	Distribución de los tubos solares por espacio	79
Tabla 4.7	Descripción de características de los espacios en el Edificio Eléctrica II	80
Tabla 4.8	Rango de los aspectos descriptivos de un sistema de tubos enterrados	83
Tabla 4.9	Valores de análisis de las variables de diseño	86
Tabla 5.1	Consolidado de la evaluación financiera del sistema de generación integrado fotovoltaico-éolico	91
Tabla 5.2	Comparación del sistema de climatización para los escenarios tradicional y verde	91

Tabla 5.3	Consolidado de la evaluación financiera del sistema de cubiertas verdes	92
Tabla 5.4	Consolidado de la evaluación financiera del sistema de iluminación natural a partir de tubos solares	94
Tabla 6.1	Clasificación de metodologías de evaluación de sostenibilidad	96
Tabla 6.2	Consolidado de potencial certificación del complejo E3T con base en el estándar LEED	97
Tabla 6.3	Hoja de vida de indicadores, macro-indicadores y niveles de sostenibilidad del sistema de evaluación establecido	99
Tabla 6.4	Descripción de las variables asociadas a los indicadores del sistema de evaluación de sostenibilidad	101
Tabla 7.1	Consolidado de la evaluación financiera	110
Tabla 7.2	Divulgación científica del trabajo de investigación realizado	112

## ÍNDICE DE FIGURAS

---

	<i><b>Pág.</b></i>
Figura 1.1 Reducción del consumo de energía eléctrica proveniente de la red	19
Figura 1.2 Descripción del contenido del reporte del trabajo de investigación	22
Figura 2.1 Comportamiento de la radiación solar en la ciudad de Bucaramanga	25
Figura 2.2 Comportamiento del viento	26
Figura 2.3 Densidad de costo de los seguidores solares según su área	27
Figura 2.4 Configuración del sistema de generación integrado fotovoltaico eólico y su conexión con la red del complejo E3T	30
Figura 2.5 Comportamiento de la temperatura de operación	33
Figura 2.6 Comparación de las curvas características del panel solar SCHOTT POLY225 en condiciones SCT y condiciones atmosféricas típicas de Bucaramanga	34
Figura 2.7 Configuración del sistema diseñado	38
Figura 2.8 Esquema tipo de protecciones eléctricas	40
Figura 2.9 Esquema tipo de sistema de puesta a tierra - SPAT	41
Figura 2.10 Distribución de frecuencia horaria anual de la radiación solar	43
Figura 2.11 Representatividad de generación neta de cada subsistema	44
Figura 3.1 Ejemplo de cubiertas verdes en edificaciones.	47
Figura 3.2 Ejemplos de cubierta verde por bloques.	50
Figura 3.3 Balance energético de cuatro tipos de techo	52
Figura 3.4 Variación de la temperatura en techos verdes extensivos.	53
Figura 3.5 Composición establecida para las cubiertas verdes diseñadas.	54
Figura 3.6 Vista proyectada de la cubierta verde a dos niveles en el Edificio Eléctrica I	54
Figura 3.7 Esquema conceptual del complejo E3T.	55
Figura 3.8 Vista aérea del Edificio ACROS (Fukuoka, Japón)	55
Figura 3.9 Esquema conceptual para el uso racional del agua en el complejo E3T.	57
Figura 3.10 Comportamiento histórico multianual del nivel de precipitación y evapotranspiración para la ciudad de Bucaramanga.	58
Figura 3.11 Representatividad en el consumo de los servicios considerados.	59
Figura 3.12 Comparación entre el consumo y el auto-aporte del sistema diseñado	60
Figura 3.13 Balance acuífero mensual inicial del sistema	61
Figura 3.14 Comparación entre el consumo y el auto-aporte potencial del sistema diseñado	61
Figura 3.15 Consumo de agua potable y vertimiento de agua a la red alcantarillado según el escenario	62
Figura 3.16 Identificación de flujo del sistema hidro-sanitario para el uso racional de la	63

	energía en el complejo E3T	
Figura 3.17	Configuración espacial del suministro de agua del complejo E3T	64
Figura 4.1	Procedimiento para el cálculo del nivel de obstrucción de la iluminación natural en condiciones de cielo cubierto en una	67
Figura 4.2	Representación espacial del área circundante al lote del Edificio Eléctrica II	67
Figura 4.3	Mallado en la envolvente de la edificación	68
Figura 4.4	Vista panorámica para desde la fachada oeste	69
Figura 4.5	Procedimiento para el cálculo de la radiación de cielo cubierto potencial	70
Figura 4.6	Comportamiento horario de las componentes de radiación solar para los meses de abril y diciembre	71
Figura 4.7	Radiación incidente por fachada para los meses de junio y diciembre	71
Figura 4.8	Carta solar para un lugar ubicado a 7° de latitud norte	72
Figura 4.9	Radiación acumulada diaria de las fachadas para cada mes del año	73
Figura 4.10	Comportamiento horario de las componentes radiación difusa y radiación reflejada	73
Figura 4.11	Procedimiento para la definición del tipo de ventana y parasol	74
Figura 4.12	Nivel de iluminación potencial de cielo cubierto	74
Figura 4.13	Nivel de iluminación disponible por piso y por fachada	75
Figura 4.14	Tipos de ventana considerados	75
Figura 4.15	Nivel de penetración de la iluminación natural	76
Figura 4.16	Parasol tipo horizontal	77
Figura 4.17	Efectividad del parasol según el tipo, su longitud y fachada	78
Figura 4.18	Partes y funciones de un tubo solar	78
Figura 4.19	Nivel de iluminación natural.	79
Figura 4.20	Características del sistema BSP	83
Figura 4.21	Comparación de la temperatura ambiente del aire y la variación probable de la temperatura del suelo en función de su profundidad	84
Figura 4.22	Dependencia de las variables para el cálculo de la temperatura de salida del aire	86
Figura 4.23	Temperatura del aire al salir de la tubería en un sistema instalado a 3m de profundidad	87
Figura 5.1	Flujos de caja de los subsistema de generación	90
Figura 5.2	Comportamiento financiero del sistema de cubiertas verdes	92
Figura 5.3	Comportamiento financiero del sistema de iluminación natural con tubos solares	93
Figura 6.1	Sistema de evaluación de la sostenibilidad ambiental y financiera para el complejo E3T	99
Figura 6.2	Formato para la descripción del comportamiento histórico de los indicadores, macro-indicadores y niveles de sostenibilidad del sistema de evaluación de sostenibilidad del complejo E3T.	102

# ÍNDICE DE ANEXOS

---

	<b>Pág.</b>
ANEXO A. Metodología para el diseño de sistemas fotovoltaicos	116
ANEXO B. Estudio del potencial solar	131
ANEXO C. Estudio del potencial eólico	136
ANEXO D. Análisis técnico para la implementación de seguidores solares en sistemas de generación fotovoltaica en la ciudad de Bucaramanga	150
ANEXO E. Equipos seleccionados del sistema de generación integrado fotovoltaico-eólico	172
ANEXO F. Selección del panel	178
ANEXO G. Selección del micro-aerogenerador	184
ANEXO H. Modelado del panel solar	190
ANEXO I. Selección de los inversores grid-tied	201
ANEXO J. Dimensionamiento y selección de conductores y ductos	205
ANEXO K. Dimensionamiento y selección de protecciones contra sobrecorriente y flujo inverso	208
ANEXO L. Descripción de los tableros eléctricos	211
ANEXO M. Diagramas unifilares del sistema de generación	215
ANEXO N. Indicaciones de diseños para las cubiertas verdes del Edificio Eléctrica I	216
ANEXO Ñ. Cálculo de las necesidades acuíferas de riego del complejo E3T	218
ANEXO O. Estimación del personal equivalente. tiempo completo usuario del complejo E3T	220
ANEXO P. Cuantificación del consumo de agua por servicios comunes	222
ANEXO Q. Modelado matemático y análisis del sistema hidro-sanitario	224
ANEXO R. Generalidades sobre sistemas luz día	229
ANEXO S. Nivel de obstrucción en las fachadas del Edificio Eléctrica II	233
ANEXO T. Determinación de la radiación cielo cubierto	236
ANEXO U. Nivel de iluminación natural al interior de los espacios	239
ANEXO V. Inversión inicial de las aplicaciones sostenibles diseñadas	241
ANEXO W. Flujo de caja de las aplicaciones sostenibles diseñadas	245
ANEXO X. Análisis del potencial de certificación LEED del complejo E3T	249

# RESUMEN

---

**TÍTULO:** USO RACIONAL DE LA ENERGÍA A PARTIR DEL DISEÑO DE APLICACIONES SOSTENIBLES EN EL EDIFICIO ELÉCTRICA II DE LA UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER\*

**AUTOR:** GERMÁN ALFONSO OSMA PINTO\*\*

**PALABRAS CLAVES:** aplicaciones energéticas sostenibles, edificaciones verdes, energías renovables, LEED, micro-redes, uso racional y eficiente de la energía (URE).

Con el fin de lograr un nivel significativo de sostenibilidad energética en el Edificio Eléctrica II de la Universidad Industrial de Santander, se establecieron un conjunto de aplicaciones energéticas sostenibles, además de recomendaciones para el aprovechamiento de las condiciones micro-climáticas en sitio relacionadas con iluminación y ventilación naturales.

Se diseñó un sistema de generación fotovoltaico-eólico con una capacidad instalada de 27 [kW] y de generación anual de 40 [MWh]. Su configuración permitirá la inyección de energía a la red en tiempo real y la alimentación de cargas específicas tanto de corriente alterna como continua a partir de dos micro-redes.

Para el aislamiento solar de las azoteas, se estableció un sistema de cubiertas verdes de 1 300 [m<sup>2</sup>]. Adicionalmente, se concibió un sistema para el uso racional del agua a partir de la captación y reutilización de aguas lluvias y servidas claras, y la selección de componentes de nulo y bajo consumo. Este sistema que reducirá el consumo de agua potable en más del 70%.

Posteriormente, se procedió a evaluar financieramente cada una de las aplicaciones energéticas diseñadas, con el fin de analizar la inversión inicial requerida, el ahorro financiero generado y la viabilidad financiera. También se determinó un sistema de medición de la sostenibilidad con 26 indicadores.

Por último, cabe resaltar que este trabajo de investigación estructuró la realización de ocho proyectos de pregrado relacionados con generación limpia, iluminación con tecnología LED, aplicaciones inmóviles en seguridad, y ventilación e iluminación naturales.

\*Trabajo de investigación de maestría en ingeniería eléctrica

\*\*Facultad de Ingenierías Físico – Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones.

Director: Dr. Gabriel Ordóñez Plata.

# ABSTRACT

---

**TITLE:** RATIONAL USE OF ENERGY FROM THE DESIGN OF SUSTAINABLE APPLICATIONS IN THE ELECTRICAL BUILDING II OF THE UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER\*

**AUTHOR:** GERMÁN ALFONSO OSMA PINTO\*\*

**KEYWORDS:** sustainable energy applications, green buildings, renewable energies, LEED micro-grid, rational use of energy .

To achieve a significant level of energy sustainability in the Electrical Building II of the Universidad Industrial de Santander, it was established a sustainable energy applications set, well as recommendations about natural illumination and ventilation from the use of micro-climatic conditions in place.

It was designed a photovoltaic-wind generation system with an installed capacity of 27 [kW] and an annual generation of 40 [MWh]. Its configuration will allow the energy injection to the grid in real time and the feeding of specific charges, both AC and DC, from two micro-grids.

For the solar insulation of the roofs, it was established a green roof system of 1 300 [m<sup>2</sup>]. In addition, it was conceived a rational use of the water system from the capture and reuse of rainwater and clear wastewater, and the selection of no or low water consumption devices. This system will reduce the drinking water consumption in over 70%.

Then, it proceeded to evaluate financially each designed energy applications, to analyze the required initial investment, the generated financial saving and the financial viability. Also, it was determined a sustainability measurement system with 26 index.

Finally, it should be noted that this research work allowed the conducting of eight undergraduate projects related with clean generation, illumination with LEDs, security in motion applications, and natural illumination and ventilation.

\*Research work of master in electrical engineering

\*\* Department of Physical-Mechanical Engineering. School of Electrical, Electronic and of Telecommunications Engineering

Advisor: PhD. Gabriel Ordóñez Plata.

# 1. INTRODUCCIÓN

---

La Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones (E3T) de la Universidad Industrial de Santander, dentro de su proceso de mejoramiento continuo, detectó una deficiencia en su infraestructura que limita el desarrollo presente, y sobre todo futuro, de los procesos misionales de docencia, investigación y extensión (servicios).

Para atender tal necesidad, se estableció como estrategia el reforzamiento estructural y ampliación vertical del Edificio Eléctrica I y la construcción del Edificio Eléctrica II.

En la primera edificación, se ubicarán las aulas, sedes estudiantiles, área administrativa y una sala para docentes cátedra; mientras en la segunda, se albergarán las oficinas de profesores de planta y alrededor de 14 laboratorios. Con ello, se beneficiará a más de 1 700 estudiantes de pregrado, especialización, maestría y doctorado, así como al personal docente y administrativo adscrito a esta unidad académica.

Ahora, dado que el Edificio Eléctrica II requerirá un importante componente de instalaciones eléctricas y electrónicas en laboratorios y oficinas, y que la universidad considera pertinente iniciar el desarrollo de construcciones amigables con el medio ambiente, se precisa que esta edificación se caracterice por un significativo grado de sostenibilidad energética a partir de aplicaciones que propendan por el uso racional de la energía.

Esta iniciativa permitirá que la edificación en sí misma sea un objeto de aprendizaje e investigación para estudiantes de pregrado y posgrado, y con el cual la comunidad E3T sentirá pertenencia con su área disciplinar. Adicionalmente, se buscará su potencial certificación como construcción verde de acuerdo al estándar internacional LEED (*Leadership in Energy and Environmental Design*).

## 1.1 DESARROLLO SOSTENIBLE

La sostenibilidad se presenta como una alternativa para detener, mitigar y/o enmendar los daños causados al planeta. Debe ser asumida como un compromiso de la sociedad para ser aplicado en sus actividades y entornos [1].

La Asamblea General de las Naciones Unidas, soportada en el reporte *Our common future* de la Comisión Mundial de Medio Ambiente y Desarrollo, adoptó el concepto moderno de sostenibilidad “desarrollo que conoce y atiende las necesidades del presente sin comprometer la capacidad de las futuras generaciones de conocer y atender las suyas” [2].

Desde la perspectiva energética, esto significa un direccionamiento hacia el uso racional de la energía y las energías renovables; por lo que, actividades y entornos de la sociedad deben fundamentar su funcionamiento en esto.

Uno de los entornos más representativos en el consumo de energía son las edificaciones, que construidas de forma tradicional, no tienen en cuenta criterios de sostenibilidad y realizan consumos significativos de recursos, por lo que son generadoras de cantidades importantes de CO<sub>2</sub> [3], en particular por los sistemas de aire acondicionado y la iluminación [4].

Estos edificios utilizan el 40% de los recursos naturales, consumen entre el 30% y el 50% de la energía eléctrica [5], [6] y el 12% del agua potable, y producen entre el 45% y el 65% de los residuos, y el 30% de los gases de efecto invernadero [5]. La mitad del consumo energético en las edificaciones se debe a aires acondicionados (refrigeración o calefacción) [6], [7] y cerca del 20% a la iluminación [7].

## 1.2 EDIFICACIONES VERDES

Como alternativa a la construcción tradicional, se encuentra la construcción verde, la cual tiene como objetivos: optimizar la eficiencia energética y acuífera, establecer estrategias de responsabilidad ambiental, reducir los residuos, seleccionar materiales durables y de poco mantenimiento, y proteger la calidad interna del aire [8]; todo ello, con el fin de conservar recursos como energía, tierra y agua, a partir de la reducción de su consumo y emisión de contaminantes, con lo cual se protege el medio ambiente, y se logran entornos más saludables [9], [10].

Según el *World Green Building Council* y la *Comision for the Environmental Cooperation*, al construir de manera verde se pueden obtener ahorros entre el 50% y el 90% en los costos de desechos de construcción, entre el 30% y el 70% en el consumo de energía eléctrica, entre el 30% y el 50% en el consumo de agua potable, además, una reducción del 35% en emisiones de CO<sub>2</sub> y un aumento de la productividad entre el 2% y el 16% [11], [12] y [13].

Al tenerse en cuenta lo anterior, se considera pertinente que el Edificio Eléctrica II sea un desarrollo que se caracterice por un mayor nivel de sostenibilidad energética, lo cual se dará en la medida de la calidad y la cantidad de las aplicaciones energéticas sostenibles que incorporen.

### 1.3 APLICACIONES ENERGÉTICAS SOSTENIBLES

Una aplicación energética sostenible es todo aquel sistema que permita satisfacer necesidades (confort visual, confort térmico, uso de equipos electrónico, etc.) al interior de una edificación sin consumir energía (e.g. arquitectura bioclimática) o que la genere a partir del medio ambiente circundante (fuentes de energía renovable-FER) o utilice sistemas de alta eficiencia energética (e.g. iluminación LED).

La Figura 1.1 muestra un ejemplo de atención de necesidades energéticas a partir de la sustitución del consumo de energía eléctrica de la red por aplicaciones sostenibles (aplicaciones pasivas, fuentes de energía renovable y dispositivos de alta eficiencia energética).

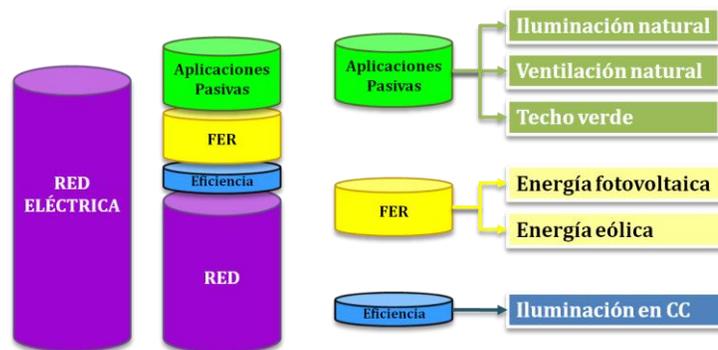


Figura 1.1. Reducción del consumo de energía eléctrica proveniente de la red.

Las aplicaciones establecidas para el complejo E3T (Edificio Eléctrica I y Edificio Eléctrica II) expuestas en este trabajo son: energía fotovoltaica, energía eólica, techo verde, iluminación natural y ventilación natural.

Otras aplicaciones impulsadas a partir del desarrollo de este trabajo de investigación son: generación eléctrica con bicicletas estáticas, iluminación DC y iluminación LED; así como, el apoyo en el establecimiento de un sistema inmótico para la gestión de las aplicaciones energéticas sostenibles, la seguridad, las comunicaciones, la gestión de energía y el confort de las personas.

## **1.4 DESCRIPCIÓN DE LA PROPUESTA DE INVESTIGACIÓN**

A continuación se presentan los objetivos del trabajo propuesto y sus respectivos alcances.

### **1.4.1 Objetivo general**

Realizar una propuesta de uso racional de la energía para el Edificio Eléctrica 2 a partir del diseño de aplicaciones sostenibles implementadas en *green buildings*.

### **1.4.2 Objetivos específicos**

- Realizar el diseño de un sistema de generación eléctrica con energías fotovoltaica y eólica para el Edificio Eléctrica 2.
- Realizar el diseño de un *green roof* en el Edificio Eléctrica 2.
- Proponer recomendaciones para el aprovechamiento de la iluminación y ventilación natural en el Edificio Eléctrica 2.
- Diseñar un sistema de evaluación del nivel de sostenibilidad para el Edificio Eléctrica 2.
- Realizar una evaluación financiera de la propuesta de uso racional de la energía para el Edificio Eléctrica 2.

### **1.4.3 Alcances**

**Para el objetivo específico N° 1**, el diseño del sistema de generación a establecer describirá las características técnicas de los elementos del sistema, la conexión a la red eléctrica en corriente alterna de la edificación, una pequeña red en corriente continua para la iluminación y una conexión eléctrica a un laboratorio de prácticas.

**Para el objetivo específico N° 2**, el diseño a establecer describirá características de cada capa del *green roof*, un sistema de riego y un sistema de almacenamiento de aguas lluvias.

**Para el objetivo específico N° 3**, las recomendaciones describirán tamaño y orientación de aberturas para la entrada de luz solar y aire en la envolvente de la edificación.

Se identificarán tipos de material translucidos para las aberturas; y en menor grado, se darán indicaciones para la distribución de los espacios internos con el fin de aumentar el aprovechamiento de la luz natural.

Las recomendaciones sobre ventilación natural se realizarán por niveles y/o espacios internos específicos, debido a las demandas particulares de confort térmico de cada una de éstas. Como paso previo a las recomendaciones, se determinará la demanda térmica de la edificación y se clasificarán los espacios interiores de acuerdo al tipo de ventilación, ya sea natural, mecánica o mixta (natural y mecánica), que pudiese atender la necesidad de confort térmico.

Se aplicarán para esto, los lineamientos expuestos en los manuales de Iluminación y Calor de la metodología de construcción de edificaciones con principios bioclimáticos ICARO.

**Para el objetivo específico N° 4**, el sistema de evaluación del nivel de sostenibilidad de la edificación describirá un conjunto de indicadores, determinados a partir de la interpretación del concepto de sostenibilidad que se haga para la edificación. Para cada indicador se establecerá su hoja de vida, en la cual se describe información del indicador que permite su entendimiento y control, tal como: objetivo, método de cálculo, frecuencia de medición, responsable, meta, datos acumulados y el comportamiento gráfico acumulado.

**Para el objetivo específico N° 5**, la evaluación financiera permitirá establecer en función de las especificaciones técnicas de cada aplicación sostenible, la inversión requerida, el ahorro financiero por la disminución en el consumo energético de la red interconectada y el tiempo de retorno de la inversión.

## 1.5 RESEÑA DEL TRABAJO DESARROLLADO

Esta memoria se ha organizado para exponer las características de las aplicaciones energéticas sostenibles diseñadas, su análisis financiero y una

propuesta de evaluación del nivel de sostenibilidad energético de la edificación a partir de un sistema de indicadores.

La Figura 1.2 describe la estructura de este documento y la gestión realizada de las condiciones naturales circundantes para generar energía en sitio y favorecer la satisfacción del confort visual y del confort térmico de las personas que estarán en la edificación.

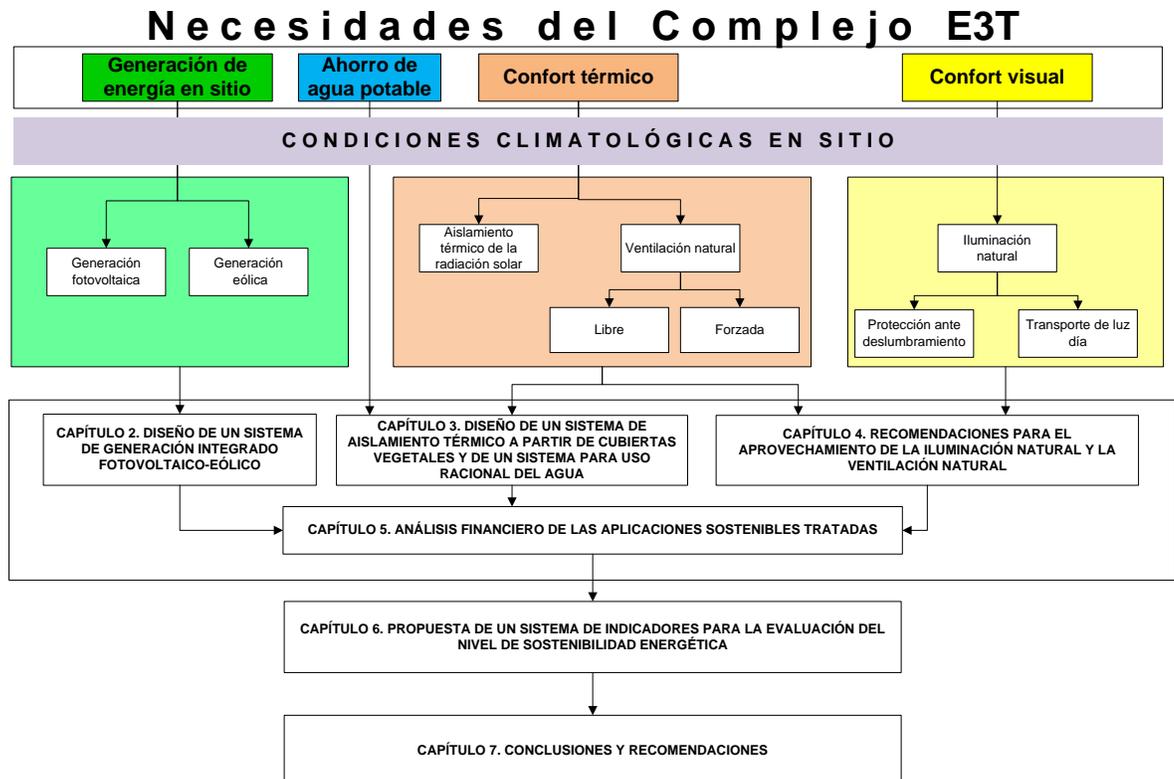


Figura 1.2. Descripción del contenido del reporte del trabajo de investigación.

Para finalizar, es importante resaltar que dentro del quehacer de este trabajo de investigación se estructuró la realización de ocho proyectos de grado, donde se involucró a estudiantes de Ingeniería Eléctrica e Ingeniería Electrónica, en temas tales como: generación renovable (biomasa [14],[15], energía solar fotovoltaica [16], generación de energía con bicicletas estáticas [17]) iluminación con tecnología LED [18], y análisis de potenciales aplicaciones inmóticas en seguridad [19], ventilación natural [20] e iluminación [21].

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1]. GRIESE, Hansjoerg. STOBBE, Lutz. REICHL, Herbert. STEVELS, Ab. Eco-Design and Beyond – Key Requirements for a Global Sustainable Development. IEEE. International Conference on Asian green electronics. Pag. 37-41. 2005.
- [2]. BEDER, Sharon. The Role of Technology in Sustainable Development. IEEE. Technology and society magazine. Winter. Pag. 14-19. 1994.
- [3]. S. Rosiek, F.J. Batlles. Integration of the solar thermal energy in the reconstruction: Analysis of the solar-assisted air-conditioning system installed in CIESOL building. ELSEVIER. Renewable energy. 2009. 9p.
- [4]. Li, Danny H.W. Lam, Tony N.T. Chan, Wilco W.H. Mak, Ada H.L. Energy and cost analysis of semi-transparent photovoltaic in office buildings. ELSEVIER. Applied Energy. 2009. 8p.
- [5]. Castro, Daniel. Sefair, Jorge. Florez, Laura. Medaglia, Andres. Optimization model for the selection of materials using a LEED-based green building rating system in Colombia. ELSEVIER. Building and Environment. 2009. 9p.
- [6]. Pulselli, Riccardo. Simoncini, Eugenio. Marchettini, Nadia. Energy and emergy based cost-benefit evaluation of building envelopes relative to geographical location and climate. ELSEVIER. Building and Environment. 2009. 9p.
- [7]. Hong, Tianzhen. A close look at the China Design Standard for Energy Efficiency of Public Buildings. ELSEVIER. Energy and Building. 2009. 10p.
- [8]. Tramba, Alison. Yamokoshi, Brooke. Foster, Sara, Gambill, Katherine. EcoMOD monitoring system: measuring green building performance. IEEE. Proceedings of the 2006 Systems and Information Engineering Design Symposium. 2006. 5p.
- [9]. Malmqvist, Tove. Glaumann, Mauritz. Environmental efficiency in residential buildings - A simplified communication approach. ELSEVIER. Building and Environment. 2009. 11p.
- [10]. Nitta, Yoshiteru. Yamagishi, Hideo. Nomura, Takuji. Minabuchi, Kenji. Kondo, Masataka. Hatta, Mikio. Tawada, Yoshihisa. New photovoltaic system exploited by unique characteristics in thin film Si modules. IEEE. 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion. 2003. Japon. 5p.
- [11]. <http://www.worldGBC.com> (consultada en enero de 2011)
- [12]. <http://www.cccs.org.co/cccs> (consultada en enero de 2011)
- [13]. <http://www.cec.org/greenbuilding> (consultada en enero de 2011)
- [14]. RODRÍGUEZ, Nelson. Estudio de factibilidad técnico y financiera de la utilización de biomasa para suplir necesidades energéticas en el edificio de Bienestar Universitario. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Diciembre de 2010.
- [15]. BLANCO, Arnoldo. BARRIENTOS, Wilson. Estudio de factibilidad técnico y financiera de la utilización de biogás obtenido del excremento de ganado para suplir necesidades energéticas de una comunidad adscrita al municipio la India (Santander). Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Diciembre de 2010.
- [16]. BASTO, Bibiana. TORRES, Leydi. Diseño de un sistema de generación eléctrica fotovoltaico y de una red eléctrica en corriente continua de baja tensión para el Edificio Eléctrica II. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Diciembre de 2010.
- [17]. FLÓREZ, Julián. NÚÑEZ, Carlos. Generación de energía eléctrica a partir de la utilización de bicicletas estáticas. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Diciembre de 2011.
- [18]. CASTILLO, Diana. MEJÍA, Idania. Tecnología LED: Revisión de aplicaciones como alternativa para entornos sostenibles. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Diciembre de 2010.
- [19]. ALVARADO, Jhon. GUAVA, Cesar. Estudio de potenciales aplicaciones domóticas en seguridad para el Edificio Eléctrica 2. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Marzo de 2011.
- [20]. ARIAS, Cesar. ORDÚZ, Magda. PRIETO, Fernando. Automatización y control de un sistema de ventilación forzada para el Edificio Eléctrica 2 a partir de tubos enterrados. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Septiembre de 2011.
- [21]. BARRERA, Omar. MARTÍNEZ, Ronald. ZARATE, Libardo. Diseño de un sistema de iluminación natural y artificial para el Edificio Eléctrica 2. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Diciembre de 2011.

## 2. DISEÑO DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN INTEGRADO FOTOVOLTAICO-EÓLICO

---

En este capítulo se presenta el diseño de un sistema de generación fotovoltaico-eólico para el complejo E3T, de predominante inyección en tiempo real de energía eléctrica a la red. Aún así, contará con almacenamiento de energía a partir de baterías, gestionado por dos micro-redes a fin de garantizar el suministro a cargas específicas tanto de corriente alterna como continua.

Este sistema de generación está conformado por cinco subsistemas, cuatro fotovoltaicos y uno eólico, diseñados a partir de la aplicación de la metodología expuesta en el Anexo A. En total, la capacidad instalada es de 27,6[kW], con participación fotovoltaica de 97,46% (26,9[kW]) y eólica de 2,54% (0,7[kW]).

Con respecto al alcance del proyecto, éste se amplió para introducir dos adiciones: la creación de los subsistemas fotovoltaicos del Edificio Eléctrica I y la micro-red de corriente alterna del Edificio Eléctrica II, así como una modificación con respecto a la ubicación del subsistema eólico, que en definitiva se instalará en el Edificio Eléctrica I.

### 2.1 POTENCIAL ENERGÉTICO

La cuantificación del potencial energético en sitio es esencial para iniciar el dimensionamiento de un sistema de generación. A continuación se expone el potencial energético de la radiación solar y el viento en sitio.

### 2.1.1 Potencial solar en sitio

La radiación solar de Bucaramanga es en promedio 4,9[kWh/m<sup>2</sup>/día], lo que significa un abastecimiento de energía solar anual de 1,82[MWh/m<sup>2</sup>]. Tal nivel se debe a la posición geográfica y condiciones climatológicas en sitio.

El comportamiento de este recurso es cuasi-estable a lo largo del año, tal como se muestra en la Figura 2.1. El estudio detallado del potencial solar en sitio se presenta en el Anexo B.

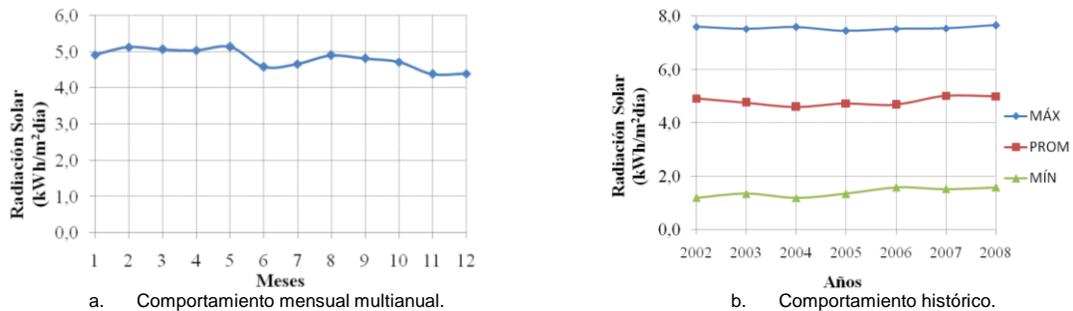


Figura 2.1. Comportamiento de la radiación solar en la ciudad de Bucaramanga.

Para determinar el comportamiento del nivel de radiación expuesto, se realizó un análisis histórico de la radiación solar incidente sobre la ciudad de Bucaramanga con datos de 2001 a 2009 proporcionados por la Corporación de la Defensa de la Meseta de Bucaramanga - CDMB.

### 2.1.2 Potencial eólico en sitio

La descripción del comportamiento del viento se estableció a partir de su monitorización con la estación meteorológica de la E3T. Se encontró que el viento proviene el 50% de tiempo de las direcciones norte y nornoreste, un 20% de las restantes 14 direcciones; mientras, que un 30% del tiempo no hay viento, tal como se muestra en la Figura 2.2.

Las mediciones se realizaron a seis metros sobre la placa actual de la edificación. Este punto se encuentra a diez metros por debajo del nivel de instalación de los aerogeneradores. Ahora, dado que la velocidad del viento aumenta a mayor altura sobre la superficie, tal como lo indica la expresión (2.1), se deben ajustar los datos medidos (ver Anexo C).

$$V_2 = V_1 \cdot \left(\frac{h_2}{h_1}\right)^a \quad [m/s] \quad (2.1)$$

Donde,

$V_1$ : velocidad del viento medida [m/s]  
 $h_1$ : altura del anemómetro [m]  
 $V_2$ : velocidad del viento que se desea determinar [m/s]  
 $h_2$ : altura de interés para evaluar el recurso eólico [m]  
 $a$ : coeficiente de fricción o rugosidad del terreno [-]

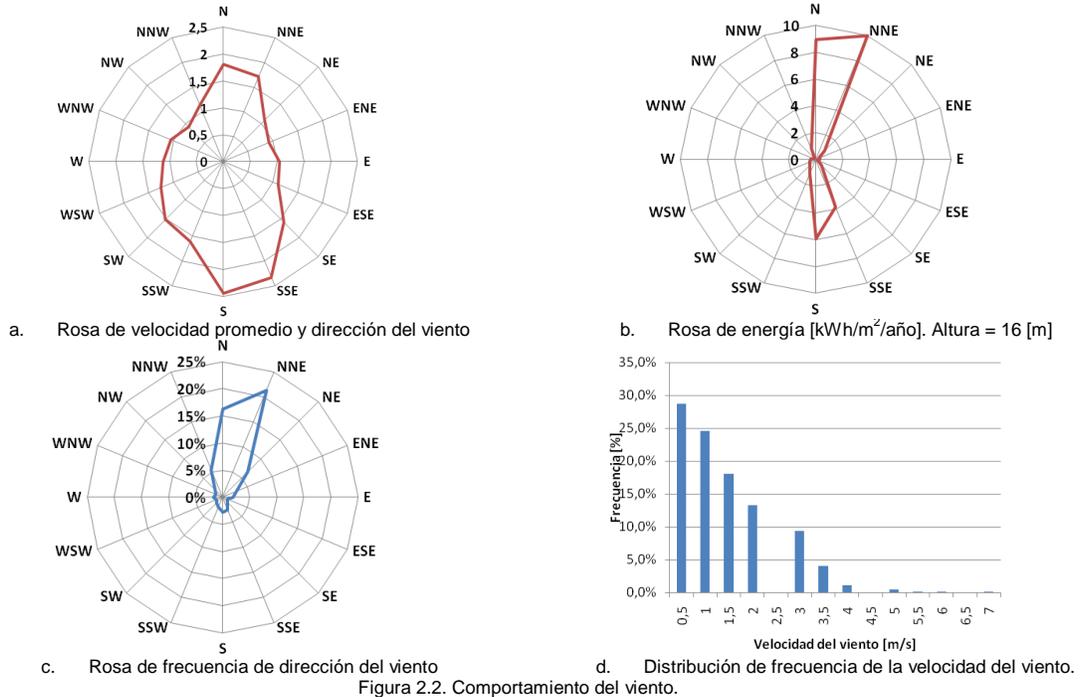


Figura 2.2. Comportamiento del viento.

En cuanto a su velocidad, el 50% del tiempo tiene un valor promedio entre 1,7[m/s] y 1,8[m/s]. Aunque la representatividad de los vientos del sur y sursureste apenas sobrepasan el 5%, su velocidad promedio es de casi 2,5[m/s], por lo que son los mayores registros. En promedio, la velocidad es solo de 1,11[m/s].

La potencia eólica es de naturaleza cinética y depende en alto grado de la velocidad del viento, ya que es proporcional al cubo de este valor, razón por la cual las características topográficas (esto es, formaciones geográficas, vegetación, montañas, valles, etc) y las obstrucciones en la superficie terrestre que afectan la calidad (velocidad y constancia) del recurso eólico disminuyen considerablemente la potencia disponible en el viento. La densidad de la potencia eólica disponible se calcula como sigue:

$$P = \frac{1}{2} \rho A V^3 [W] \quad (2.2)$$

Donde,

$\rho$ : densidad del aire [kg/m<sup>3</sup>]  
 $A$ : sección transversal del viento [m<sup>2</sup>]  
 $V$ : velocidad del viento [m/s]

Según lo anterior, se concluye que el viento característico en sitio es de muy baja calidad energética, lo que implica la no existencia significativa de aerogeneradores potencialmente útiles en el mercado, ya que la gran mayoría de estos dispositivos tienen una velocidad de arranque igual o superior a 3,0[m/s].

La energía eólica anual disponible asciende a 34,9[kWh/m<sup>2</sup>]. El estudio detallado del potencial eólico en sitio se presenta en el Anexo C.

### 2.1.3 Seguimiento solar

Los seguidores solares (*Sun-tracking*) son dispositivos que sirven para aumentar la generación del sistema fotovoltaico al permitir una mayor captación de radiación solar para una misma área [1]. Pueden ser estáticos o dinámicos. Éstos últimos pueden funcionar de forma pasiva (ausencia de elementos eléctricos y/o mecánicos), o activa, por ejemplo con servomotores [2]-[7].

El seguimiento solar estático se maximiza cuando se considera una inclinación cercana a la latitud del lugar y con orientación opuesta al sentido de ésta. Para el caso de Bucaramanga, latitud 7° norte, los paneles fotovoltaicos deberán ser inclinados 7° con orientación sur. Sin embargo, el incremento a obtenerse no superará el 1% debido a la cercanía con el Ecuador.

Con respecto al seguimiento dinámico, el incremento de radiación solar para la ciudad de Bucaramanga será en promedio de 17% al año para la estrategia de dos grados de libertad, de acuerdo al estudio realizado y mostrado en el Anexo D.

Ahora, si se tiene en cuenta que el costo de un panel (>200[W]) en Colombia asciende a \$1 500 000/m<sup>2</sup>, se puede establecer que el valor máximo por seguidor no debe superar los \$255 000/m<sup>2</sup> para que su implementación sea viable financieramente en comparación al simple aumento de superficie instalada. Tal apreciación dista de forma considerable de lo mostrado en la Figura 2.3, en donde ni siquiera para un área de 150[m<sup>2</sup>] existe atractivo financiero.

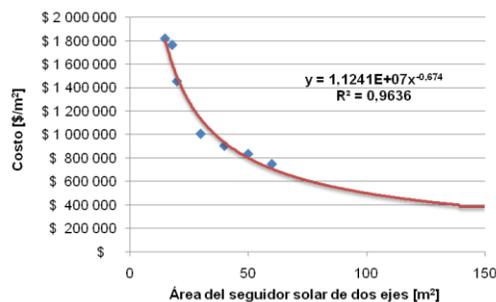


Figura 2.3. Densidad de costo de los seguidores solares según su área.

A pesar de la restricción de inversión y de la no favorabilidad financiera de los seguidores dinámicos, se ha contemplado su uso con el fin de realizar un proceso de apropiación tecnológica de estos dispositivos. Sin embargo, tal aplicación será a baja escala.

## **2.2 GENERALIDADES DEL SISTEMA**

Después de conocer el potencial energético en sitio, se procede a establecer el tipo de conexión del sistema y su tamaño y capacidad instalada aproximada a partir del estudio de las restricciones para el diseño del sistema.

### **2.2.1 Configuración del sistema**

La configuración del sistema de generación se define con base en la atención del siguiente conjunto de necesidades académicas y tecnológicas:

- La apropiación tecnológica de las energías renovable, el seguimiento solar dinámico de 2 ejes y de las micro-redes
- La presencia de la generación renovable en las dos edificaciones del complejo E3T y su integración en parte con la instalación eléctrica del Laboratorio de Uso Racional de la Energía y Energía Renovables (LURE-ER).
- Una capacidad instalada significativa en aras de favorecer el proceso de certificación LEED del complejo E3T.
- Un alto aprovechamiento de la energía generada en sitio y la reducción de la contaminación al medio ambiente. Esto se logra a partir de la inyección de energía a la red y la no utilización de baterías, con lo cual se disminuye la inversión y los futuros costos por mantenimiento.

Se consideró innecesario el almacenamiento de energía de forma significativa debido al nivel de confiabilidad en el suministro que tendrá el complejo E3T. Se contará con una subestación propia (13,2[kV]/208[V]), una planta de emergencia a gas natural y un conjunto de UPS. Así mismo, es necesario mencionar que la subestación central de la universidad estará a un nivel de tensión de 34,5[kV] a partir del año 2011, lo cual mejorará de forma considerable la confiabilidad del suministro de energía eléctrica al campus.

Para satisfacer las necesidades identificadas, se establecieron cinco subsistemas con generación. La Tabla 2.1 muestra la atención de necesidades a partir de cada subsistema. Los subsistemas establecidos son:

- Subsistema Eólico conectado a la red en el Edificio Eléctrica I (SE-EE1)
- Subsistema Fotovoltaico conectado a la red en el Edificio Eléctrica I (SFV-EE1)

- Subsistema Fotovoltaico conectado a la red en el Edificio Eléctrica II (SFV-EE2)
- Subsistema Micro-red AC de generación fotovoltaica con conexión a la red ( $\mu$ red-AC)
- Subsistema Micro-red DC de generación fotovoltaica con conexión a la red ( $\mu$ red-DC)

Tabla 2.1. Relación subsistemas y necesidades identificadas.

	NECESIDAD	SE-EE1	SFV-EE1	SFV-EE2	$\mu$ red-AC	$\mu$ red-DC
1	Estudio y apropiación tecnológica de la energía fotovoltaica					
2	Estudio y apropiación tecnológica de la energía eólica					
3	Estudio y apropiación de micro-redes					
4	Instalación eléctrica DC					
5	Generación renovable en el Edificio Eléctrica 1					
6	Generación renovable en el Edificio Eléctrica 2					
7	Pertenencia con el LURE-ER					
8	Inyección de energía a la red					
9	Certificación LEED					
10	Seguimiento solar					

Las micro-redes se diseñan con el fin de permitir el estudio de la gestión de energía a pequeña escala. Esto se logra al posibilitar dos aspectos: primero, la alimentación de las cargas por tres fuentes de energía independientes, generador fotovoltaico como fuente primaria, banco de baterías como fuente de apoyo, y en caso de ser necesario, la red eléctrica de corriente alterna, y como segundo aspecto, la inyección de la energía excedente a la red eléctrica del edificio.

A pesar de considerarse inapropiado el uso de baterías, se utilizarán a pequeña escala en las dos micro-redes con el único objeto de analizar su comportamiento. De antemano, se indica que la capacidad de las micro-redes será menor de forma significativa a la capacidad conjunta de los subsistemas conectados a la red.

Dado que las micro-redes tienen restricciones por capacidad instalada, se les asignan cargas específicas. La micro-red de corriente alterna gestionará parte de la iluminación fluorescente del cuarto piso del Edificio Eléctrica II; mientras la micro-red de corriente continua se encargará de la alimentación de portátiles y de lámparas de corriente continua (fluorescente o LED) en el Laboratorio de Uso racional de la Energía y Energías Renovables.

Con respecto al seguimiento solar, se desea implementar a pequeña escala, de manera similar al caso de las baterías, debido a que la ganancia solar adicional que podría generarse es menor a la radiación solar que podría ser aprovechada por paneles fotovoltaicos instalados de forma estática, y adquiridos con la misma inversión.

La configuración groso modo del sistema se muestra en la Figura 2.4.

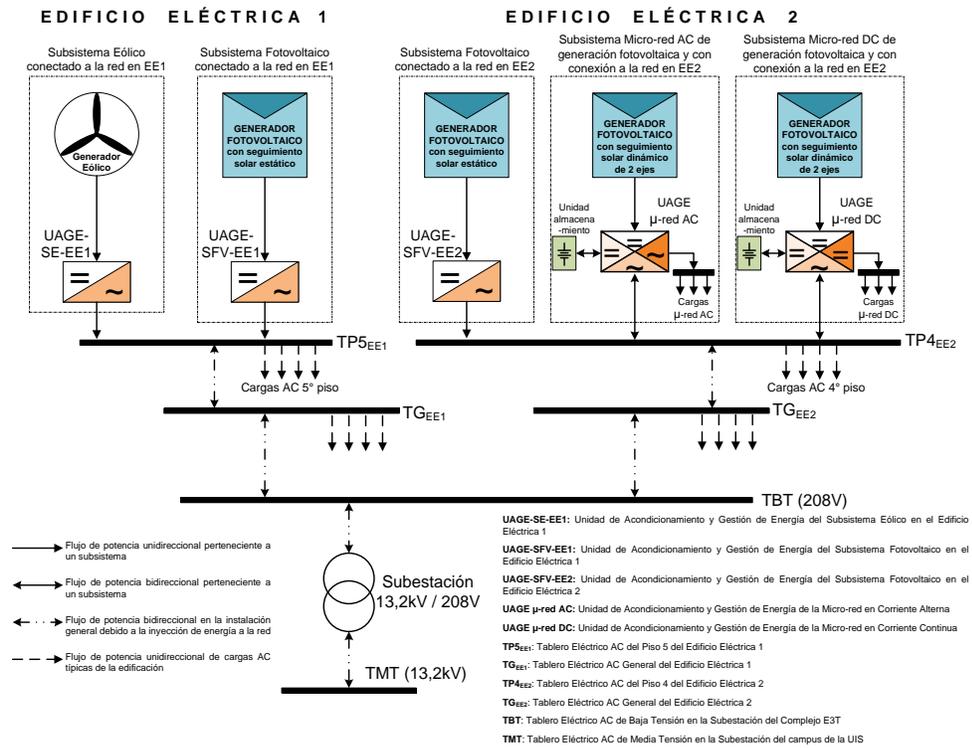


Figura 2.4. Configuración del sistema de generación integrado fotovoltaico eólico y su conexión con la red del complejo E3T.

Debido a las funciones de cada subsistema, se consideró pertinente su independencia eléctrica desde la misma etapa de generación. Tendrán como punto común la conexión a la red eléctrica de corriente alterna.

El dimensionamiento del sistema dependerá de la disponibilidad de la radiación solar y viento en sitio, del área disponible y de la inversión máxima.

## 2.2.2 Restricciones de capacidad del sistema

Para el dimensionamiento del sistema se tienen tres restricciones: área disponible, inversión inicial y capacidad máxima del sistema. Dado que cada subsistema es afectado de manera diferente por éstas, cada uno se analizan por separado, tal como se muestra en la Tabla 2.2.

Tabla 2.2. Análisis de restricciones para el dimensionamiento por subsistema.

SUB-SISTEMA	TIPO							DESCRIPCIÓN DEFINITIVA		
	ÁREA			INVERSIÓN			CAP. MÁXIMA [W]	Área [m <sup>2</sup> ]	Inversión [\$]	Capacidad aproximada [kW]
Disponible [m <sup>2</sup> ]	Criterio [W/m <sup>2</sup> ]	Cap. potencial [W]	Monto inicial referencia [\$]	Criterio [W/\$]	Cap. Potencial [W]					
SFV-EE1	100	140	14 000	\$ 90 000 000	\$ 17 500	5 143	-	36,7	\$ 90 000 000	5,14
SFV-EE2	300	140	42 000	\$ 300 000 000	\$ 17 500	17 142	-	122,4	\$ 300 000 000	17,14
μred-AC	50	140	7 000	\$ 50 000 000	\$ 24 000	2 083	2 000	14,3	\$ 48 000 000	2,00
μred-DC	50	140	7 000	\$ 50 000 000	\$ 24 000	2 083	2 000	14,3	\$ 48 000 000	2,00
<b>TOTAL</b>								<b>187,7</b>	<b>\$ 486 000 000</b>	<b>26,28</b>

Según lo anterior, se tiene que la restricción dominante es la inversión, la cual se ha limitado a \$ 490 000 000, para un sistema de 190 m<sup>2</sup> y una capacidad que sobrepasa los 26 [kW] instalados.

En cuanto al subsistema eólico, debido a la reducida velocidad del viento, se tiene que los aerogeneradores serán de muy baja potencia, y en consecuencia, económicos. Por ello, no existe un criterio determinado para el dimensionamiento de este subsistema, más allá del deseo de estudiar aerogeneradores de eje vertical y de eje horizontal.

## 2.3 SELECCIÓN DE EQUIPOS

A continuación se presenta la selección de los dispositivos de los subsistemas definidos. Sus características técnicas se muestran en el Anexo E.

### 2.3.1 Componentes de generación

La etapa de generación está conformada por paneles fotovoltaicos, aerogeneradores y seguidores solares.

#### Paneles fotovoltaicos

El proceso de selección del panel fotovoltaico se muestra en el Anexo F. Partió de una selección de marcas; después, los modelos definidos fueron evaluados según el costo [\$/W], ya que la restricción dominante es la inversión.

Se estableció que la presentación de 225 [W] es la más recomendable, con el fin de favorecer un menor precio de compra y asegurar la disponibilidad del recurso. En definitiva, se tiene un total de seis modelos de paneles fotovoltaicos como potenciales opciones para el diseño. Sus características técnicas se presentan en la Tabla 2.3.

Tabla 2.3. Especificaciones técnicas de los modelos de panel fotovoltaicos considerados.

N°	MARCA	MODELO	Pot. [W]	$\eta$ [%]	Largo [m]	Ancho [m]	Área [m <sup>2</sup> ]	V <sub>mpp</sub> [V]	I <sub>mpp</sub> [A]	V <sub>oc</sub> [V]	I <sub>sc</sub> [A]	Peso [kg]
1	SUNTECH	STP225-24-Vb-1	225	13,42%	1,675	1,001	1,677	29,70	7,59	37,30	8,13	21,2
2	KYOCERA	KD225GX-LPU	225	15,04%	1,662	0,900	1,496	29,80	7,55	36,90	8,18	21,0
3	SOLAR REC	REC225 AE-US	225	13,64%	1,665	0,991	1,650	28,80	7,80	36,60	8,40	22,0
4	SOLAR WORLD	SW 225	225	13,64%	1,665	0,991	1,650	29,60	7,81	36,70	8,15	22,5
5	SCHOTT	POLY-225	225	13,45%	1,685	0,993	1,673	29,80	7,50	36,70	8,24	23,0
6	SHARP	ND-U224C1	224	13,74%	1,640	0,994	1,630	30,20	7,42	36,90	8,07	20,0

### Seguidor solar

Los dos subsistemas fotovoltaicos conectados a la red y de mayor capacidad instalada tendrán asociado seguimiento estático de orientación sur con elevación de 7° con un área cercana a los 160[m<sup>2</sup>].

En cambio, la generación fotovoltaica de los subsistemas de las micro-redes tendrá seguimiento solar dinámico de dos ejes. En total, dos seguidores de 15[m<sup>2</sup>].

### Aerogeneradores

El proceso de selección de los aerogeneradores se muestra en el Anexo G. Se consideró la oferta comercial de los dispositivos operables en entornos urbanos con recurso eólico limitado. Por lo que se revisaron más de 300 micro-turbinas (<3,0[kW]). Este proceso se adelantó en dos etapas de manera independientes para modelos de eje horizontal y de eje vertical.

La primera etapa consistió en determinar los aerogeneradores con velocidad de arranque inferior a 1,1[m/s] debido a que es valor de la velocidad promedio en sitio; como resultado se encontraron tan sólo 13 unidades potenciales.

En la segunda etapa se evaluaron estas unidades a partir de dos parámetros, costo de compra [USD/W] y costo de la unidad de energía generada durante la vida útil del dispositivo [USD/kWh].

Los aerogeneradores seleccionados han sido el WIND ARROW de 1[kW] de eje horizontal y el Maglev CXF-600 de 600[W] de eje vertical.

### **2.3.2 Efecto de la temperatura ambiente**

Es importante mencionar que los valores nominales de los paneles fotovoltaicos presentados en las hojas de especificaciones técnicas indican su comportamiento bajo condiciones específicas, denominadas STC<sup>1</sup>, las cuales distan de manera significativa de las condiciones de operación que se darán en Bucaramanga. El Anexo H presenta de manera detallada el efecto de la temperatura sobre la operación de un panel fotovoltaico.

---

<sup>1</sup> Standard Test Conditions: Están conformadas por la temperatura de operación, la radiación solar y la masa del aire, sus valores son 25 [°C], 1 000 [W/m<sup>2</sup>] y 1,5 [AM], respectivamente.

Estos dispositivos están constituidos de material semiconductor, por ello los valores de tensión y corriente dependen de la temperatura de operación, parámetro que a su vez está supeditado a la temperatura ambiente y a la radiación solar.

La Figura 2.5 muestra la significativa diferencia entre la temperatura de operación aproximada de un panel fotovoltaico instalado en una ciudad como Bucaramanga y la temperatura de operación estándar utilizada como referencia para la obtención de los valores nominales de los paneles. Tal diferencia puede ir de 5,0[°C] al inicio y final de un día promedio y a más de 30[°C] al mediodía.

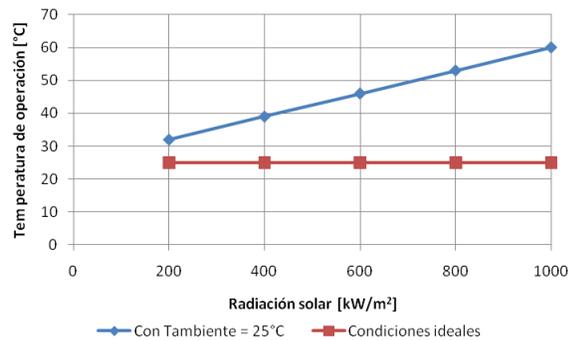


Figura 2.5. Comportamiento de la temperatura de operación.

Esta diferencia entre la temperatura de operación nominal (SCT) y la temperatura de operación real, tiene como consecuencia la alteración de las características técnicas indicadas por los fabricantes al punto de reducir la potencia de generación hasta en 15%, tal como se muestra en la Figura 2.6 y la Tabla 2.4 para uno de los paneles seleccionados. Dado que el dimensionamiento y la estimación de la operación de un sistema fotovoltaico se realiza con base en dichos valores, fue necesario recalcularlos.

Al momento de realizar la configuración de cada subsistema fotovoltaico y de seleccionar los dispositivos para el acondicionamiento y gestión de la energía eléctrica, deben considerarse los valores característicos modificados de los paneles fotovoltaicos, tal como lo expone la metodología del Anexo A.

Tabla 2.4. Comparación de los valores característicos del panel SCHOTT POLY225 en condiciones STC y ambiente de Bucaramanga.

Radiación solar [W/m²]	Condiciones STC (G=1 000 W/m2, Tcell=25°C)							Condiciones atmosféricas de Bucaramanga						
	Voc [V]	Isc [A]	Vmp [V]	Imp [A]	Pmp [W]	η [%]	Tcell [°C]	Voc [V]	Isc [A]	Vmp [V]	Imp [A]	Pmp [W]	η [%]	Tcell [°C]
1 000	36,70	8,24	29,80	7,55	225,01	13,4	25,0	32,18	8,33	25,98	7,44	193,2	11,6	61,75
800	36,08	6,59	29,18	6,04	176,22	13,2		32,51	6,65	26,17	5,97	156,2	11,7	54,00
600	35,27	4,94	28,37	4,53	128,51	12,8		32,78	4,97	26,29	4,49	118,1	11,8	45,25
400	34,14	3,30	27,23	3,02	82,25	12,3		32,73	3,31	26,06	3,01	78,3	11,7	36,50
200	32,21	1,65	25,30	1,51	38,20	11,4		31,87	1,65	25,01	1,51	37,7	11,3	27,75

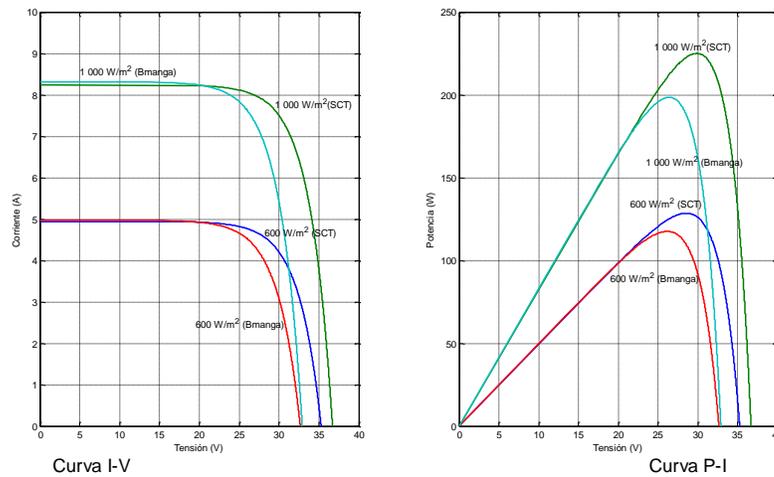


Figura 2.6. Comparación de las curvas características del panel solar SCHOTT POLY 225 en condiciones SCT y condiciones atmosféricas típicas de Bucaramanga.

### 2.3.3 Unidades de acondicionamiento y gestión de energía

Para seleccionar las unidades de acondicionamiento y gestión de la energía de los subsistemas con generación fotovoltaica fue necesario establecer la conexión de los paneles fotovoltaicos en cada uno de éstos.

Tal acción parte de estimar la capacidad máxima a instalar, la potencia del panel seleccionado y las características de las potenciales unidades a seleccionar. La configuración de cada subsistema fotovoltaico se muestra en la Tabla 2.5.

Tabla 2.5. Configuración de los paneles fotovoltaicos por subsistema.

SUBSISTEMA	CONFIGURACIÓN	CAPACIDAD INSTALADA [kW]	
		STC	Condición Bucaramanga
Subsistema Fotovoltaico conectado a la red en el Edificio Eléctrica 1	3 arrays de 8 paneles. Nserie/array = 8 paneles. Nparalelo/array = 1 paneles.	225x24 = 5,4[kW]	195x12 = 4,68[kW]
Subsistema Fotovoltaico conectado a la red en el Edificio Eléctrica 2	6 arrays de 13 paneles. Nserie/array = 13 paneles. Nparalelo/array = 1 panel.	225x78 = 17,55[kW]	195x = 15,21[kW]
Subsistema Micro-red AC de generación fotovoltaica con conexión a la red	1 arrays de 9 paneles. Nserie/array = 3 paneles. Nparalelo/array = paneles.	225x9 = 2,025[kW]	195x = 1,755 [kW]
Subsistema Micro-red DC de generación fotovoltaica con conexión a la red	1 arrays de 9 paneles. Nserie/array = 3 paneles. Nparalelo/array = paneles.	225x9 = 2,025[kW]	195x = 1,755 [kW]

Para determinar la potencia de la unidad asociada al subsistema eólico se debe considerar la máxima potencia que podrían generar de forma conjunta las dos turbinas seleccionadas. Tal valor es la suma de los valores obtenidos de las curvas de potencia de los aerogeneradores para la máxima velocidad en sitio, 7[m/s]. En definitiva, la capacidad máxima del subsistema eólico es de 700[W].

La Tabla 2.6 presenta la constitución de las unidades de acondicionamiento y gestión de energía para cada subsistema. Una unidad podrá estar conformada por varios dispositivos.

Tabla 2.6. descripción de las unidades de acondicionamiento y gestión de la energía por subsistema.

SUBSISTEMA	UNIDADES DE ACONDICIONAMIENTO Y GESTIÓN
Subsistema Eólico conectado a la red en el Edificio Eléctrica 1	Un inversor monofásico tipo <i>grid-tied</i> 700[W]
Subsistema Fotovoltaico conectado a la red en el Edificio Eléctrica 1	Tres inversores monofásicos tipo <i>grid-tied</i> de 1,7[kW]
Subsistema Fotovoltaico conectado a la red en el Edificio Eléctrica 2	Tres inversores monofásicos tipo <i>grid-tied</i> de 5,0[kW]
Subsistema Micro-red AC de generación fotovoltaica con conexión a la red	Una unidad FLEX-POWERONE de 2,0[kW]
Subsistema Micro-red DC de generación fotovoltaica con conexión a la red	Un controlador MPPT de 2,0[kW] Dos unidades NPS-1000 1,0[kW] Dos reductores 48Vdc/9,5Vdc de 500[W] Tres inversores monofásicos tipo <i>grid-tied</i> de 700[W]

### Inversores monofásicos

La conexión en sincronismo de tensión y frecuencia con la red y la gestión de energía de los subsistemas fotovoltaicos estará a cargo de inversores DC/AC tipo *grid-tied*. Como medida de seguridad, estos dispositivos inyectan energía siempre y cuando la red de corriente alterna esté en funcionamiento, lo cual se detecta a partir de la existencia de tensión. Es por esto, que el sistema no podrá ser utilizado como un generador de apoyo, aunque si operaría de forma conjunta con una planta de emergencia en funcionamiento.

La inyección de potencia en lo posible se realiza a partir de conexiones trifásicas para favorecer el balance de las fases. Se utilizan inversores monofásicos en delta para ello debido a la no existencia de inversores trifásicos tipo *grid-tied* con potencia menor a 15[kW].

En el caso del subsistema de mayor capacidad, se tiene que los inversores monofásicos son una mejor alternativa financiera que el caso trifásico, según lo indicado en el proceso de selección presentado en el Anexo I.

El subsistema eólico se conecta de manera monofásica por su baja potencia. De manera similar ocurre con el subsistema de la micro-red de corriente alterna, debido a la configuración de la unidad FLEX-POWERONE.

### Unidad FLEXPOWERONE

Esta unidad está conformada por un regulador-controlador MPPT que gestiona los paneles fotovoltaicos y el banco de baterías asociado, un inversor-controlador para interactuar en doble vía con la red eléctrica de corriente alterna, un conjunto

de protecciones para los dispositivos y los medios de comunicaciones internos y externos.

Esta unidad permite que la carga pueda ser atendida por tres fuentes: la red eléctrica, los paneles fotovoltaicos y/o las baterías. La Tabla 2.7 muestra la operación de la unidad según diferentes escenarios.

En el caso de desconexión con la red, esta unidad no inyectará energía a ésta, aunque si alimentará la carga de corriente alterna a cargo y almacenará energía en las baterías.

Tabla 2.7. Escenarios de funcionamiento de la unidad FLEXPOWERONE.

RED ELÉCTRICA	ESCENARIO	FUENTE DE ALIMENTACIÓN		
		DIURNA	NOCTURNA	OOBSERVACIÓN
En operación	Gen_paneles < Carga AC	Red eléctrica + Paneles	Red eléctrica	Carga de baterías a partir de la conexión con la red
En operación	Gen_paneles > Carga AC	Paneles	Red eléctrica	Carga de baterías e inyección de energía a la red a partir de los paneles
Fuera de servicio	Gen_paneles < Carga AC	Paneles + Baterías	Baterías	No hay carga de la red
Fuera de servicio	Gen_paneles > Carga AC	Paneles	Baterías	Carga de baterías a partir de los paneles

### Unidad NPS-1000

Esta unidad realiza la gestión de la energía de manera similar a la unidad FLEXPOWERONE. Sin embargo, necesita un regulador externo MPPT y no realiza inyección de energía a la red.

### Regulador-controlador MPPT

Se utiliza el controlador de tensión WS-MPPT50 con tecnología MPPT para proveer la tensión requerida por las unidades NPS-1000.

### Reductor 48/9,5

Se usa un reductor de tensión DC-DC para acoplar la tensión de salida del dispositivo de interfaz NPS-1000 (48 [Vdc]) con la tensión nominal de los circuitos ramales que alimentarán los portátiles (19 [Vdc]). Debido a la no existencia en el mercado de un reductor de 48V a 19V, se conectan en serie dos reductores de 48V a 9,5V.

### 2.3.4 Almacenadores de energía

La selección de las baterías se realiza con base en la capacidad amperométrica mínima requerida y la tecnología. En el caso de las baterías asociadas a las unidades NPS-1000 (48[Vdc]), se tendrá una configuración de 4 baterías de 12[Vdc] en serie, y para la unidad FLEXPPOWERONE (24[Vdc]) se colocarán 4 baterías de 12[Vdc], 2 en serie y 2 en paralelo.

La determinación de la capacidad amperométrica de las baterías asociadas a cada micro-red se presenta en la Tabla 2.8.

Tabla 2.8. Determinación de la capacidad amperométrica de las baterías.

Micro-red		Recomendación del fabricante	Capacidad mínima		Capacidad nominal de la batería
			Por carga	Por descarga	
DC	unidades NPS-1000	N.A.	$\frac{G * A * \eta_{panel}}{0,2 * V_{sist}} =$ $\frac{1\ 000 * 7,2 * 0,13}{0,2 * 48} = 97,5[Ah]$	$\frac{Er}{V_{sist} * PD * \eta_{NPS1000} * FC DR}$ $= \frac{1\ 800}{48 * 0,5 * 0,97 * 0,73} = 105,7[Ah]$	120[Ah]
AC	FLEX-POWER-ONE	>200[Ah]	$\frac{G * A * \eta_{panel}}{0,2 * V_{sist}} =$ $\frac{1\ 000 * 14,4 * 0,13}{0,2 * 24} = 390[Ah]$	$\frac{Er}{V_{sist} * PD * \eta_{NPS1000} * FC DR}$ $= \frac{1\ 800}{24 * 0,5 * 0,97 * 0,69} = 224,1[Ah]$	225[Ah]

### 2.3.5 Medidores de energía

Con el fin de monitorizar el comportamiento del sistema, se deben medir variables eléctricas en varios puntos del sistema. La Figura 2.7 muestra el esquema general del sistema diseñado y los puntos de medición. Los números indican los flujos existentes en el sistema; mientras las letras identifican los componentes.

La Tabla 2.9 presenta el listado de flujos claves a ser monitorizados y los medidores a ser utilizados. Algunos flujos asociados a inversores monofásicos (5[kW] y 1,7[kW]) no requieren un medidor independiente dado que éstos traen incorporados instrumentación para tal propósito. En cualquier caso, se tendrá lectura de las variables eléctricas por visualizador y telemedición. Los inversores traen un software para la adquisición de datos; mientras los medidores tienen puerto RS-485 con protocolo MODBUS.

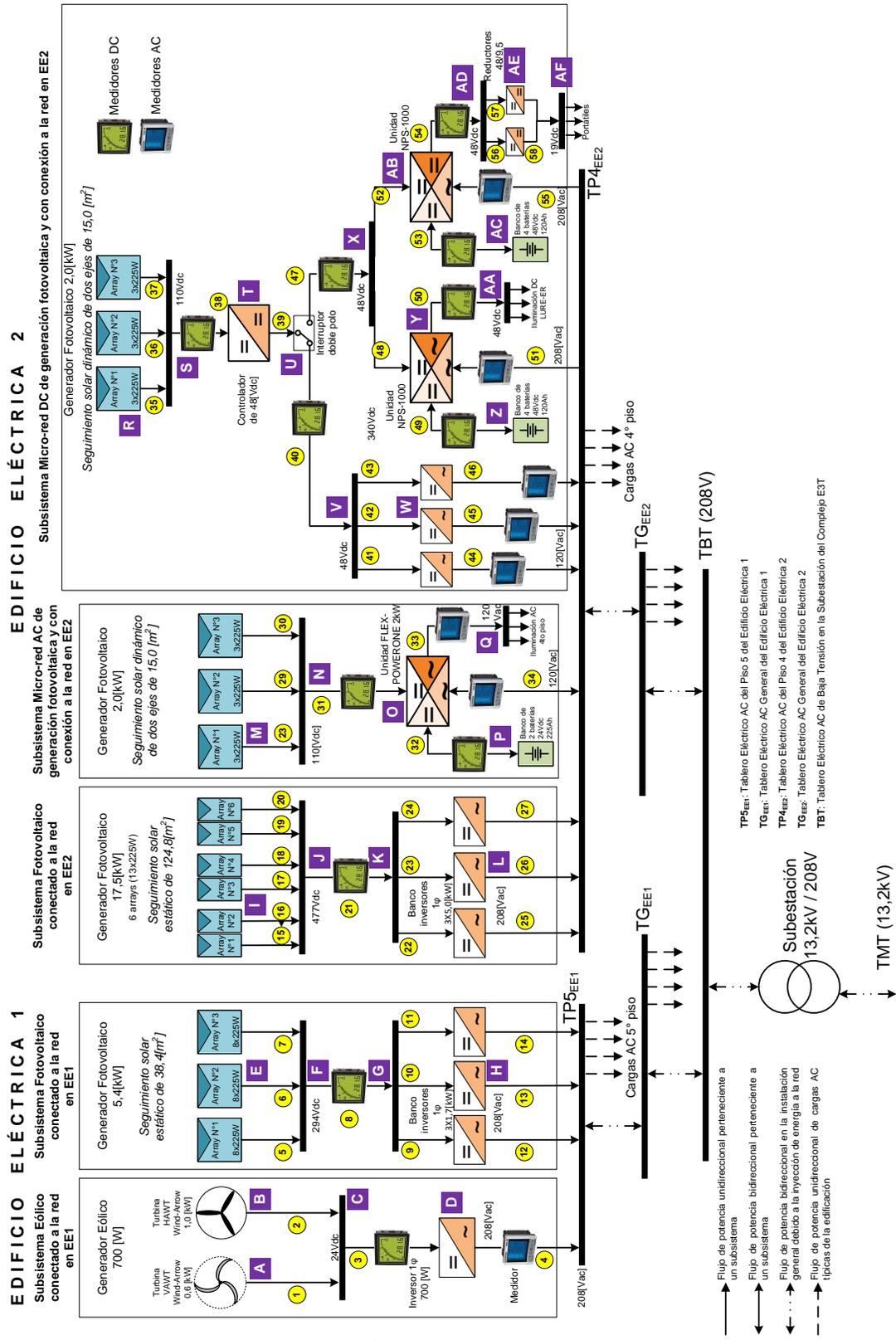


Figura 2.7. Configuración del sistema.

Tabla 2.9. Estrategia de medición de variables eléctricas.

FLUJOS	CORRIENTE	MEDIDOR	VARIABLES
3, 8, 21, 31, 32, 38, 40, 47, 49, 50, 53	DC	ACREL-Modelo PZ300-DE	I, V, P, E
4, 33, 34, 44, 45, 46, 51, 55	AC	SCHNEIDER PowerLogic PM9C	I, V, f, fp, P, Q, S, E <sub>p</sub> , E <sub>Q</sub> , reloj
9, 10, 11	DC	Medición incorporada en el inversor SMA SB-1700	I <sub>DC</sub> , V <sub>DC</sub> , P <sub>DC</sub> , E <sub>DC</sub> , reloj
12, 13, 14	AC	Medición incorporada en en inversor SMA SB-1700	V <sub>AC</sub> , I <sub>AC</sub> , fp, f, P <sub>AC</sub> , E <sub>AC</sub> , η, reloj
22, 23, 25	DC	Medición incorporada en el inversor SMA SB-5000	I <sub>DC</sub> , V <sub>DC</sub> , P <sub>DC</sub> , E <sub>DC</sub> , reloj
25, 26, 27	AC	Medición incorporada en el inversor SMA SB-5000	V <sub>AC</sub> , I <sub>AC</sub> , fp, f, P <sub>AC</sub> , E <sub>AC</sub> , η, reloj

## 2.4 DISEÑO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS

En el diseño de las instalaciones eléctricas del sistema de generación se consideró en primera medida las especificaciones de la Norma NTC-2050, y de manera especial las establecidas en la sección 690 del *National Electrical Code - NEC*, así como reales decretos españoles debido a la especificidad de sus lineamientos para este tipo de instalaciones.

### 2.4.1 Conductores y ductos

Los conductores y ductos a utilizarse en la instalación serán de dos tipos, conductor USE-2 y ducto EMT para aquellos tramos expuestos a la intemperie y conductor THW y ducto PVC para los tramos al interior de la edificación. Su dimensionamiento y selección se muestra en el Anexo J.

Para la conexión entre paneles fotovoltaicos y conductores USE-2 se deberá utilizar conectores tipo MC-4.

Los criterios utilizados para la selección del calibre de conductor fueron capacidad amperométrica y pérdidas por efecto Joule. El calibre de cada tramo se escogió de forma tal que las pérdidas de potencia en condiciones nominales no superasen el 1%.

El método tradicional de regulación para la selección del calibre del conductor no se utilizó debido a la característica de operación de las unidades de acondicionamiento y gestión de energía, que garantizan una tensión de operación sin importar las variaciones de la tensión de entrada en un rango determinado.

Se aclara que las expresiones porcentuales de regulación y pérdidas por efecto Joule son equivalentes para sistemas bifilares, tal como se muestra a continuación:

$$\delta(\%) = \frac{200 * \rho * I_n * l}{S * V_n} = \frac{200 * R * I_n}{V_n} = \frac{100 * (2 * R * I_n^2)}{V_n * I_n} = \frac{100 * P_{pérd}}{P_n} = P_{Joule}(\%) \quad (2.3)$$

## 2.4.2 Protecciones

Las protecciones fueron establecidas de acuerdo a las disposiciones normativas de la NTC-2050. Tienen como objeto salvaguardar la vida de las personas, la integridad de los equipos, así como, facilitar maniobras en el sistema.

Las protecciones eléctricas consideradas fueron de cuatro tipos: contra sobrecorrientes, contra sobretensiones, de bloqueo de flujo inverso y medios de desconexión.

Para evitar sobrecorrientes se seleccionaron fusibles e interruptores automáticos, éstos últimos también cumplirán el rol como medios de desconexión. Las sobretensiones serán mitigadas con limitadores de tensión tanto en la parte de corriente continua como en alterna.

En cuanto al flujo inverso, presente cuando los paneles fotovoltaicos se motorizan (ser percibidos como cargas por el sistema) debido a averías o hay un nivel muy bajo o nulo de radiación solar, se precisa el uso de diodos de bloqueo instalados en serie con cada rama de la configuración de los paneles fotovoltaicos.

La Figura 2.8 muestra la configuración de protecciones eléctricas del sistema. Se relacionan por zona del sistema y por tablero. En el Anexo K se presenta la selección de las protecciones asociadas por flujo.

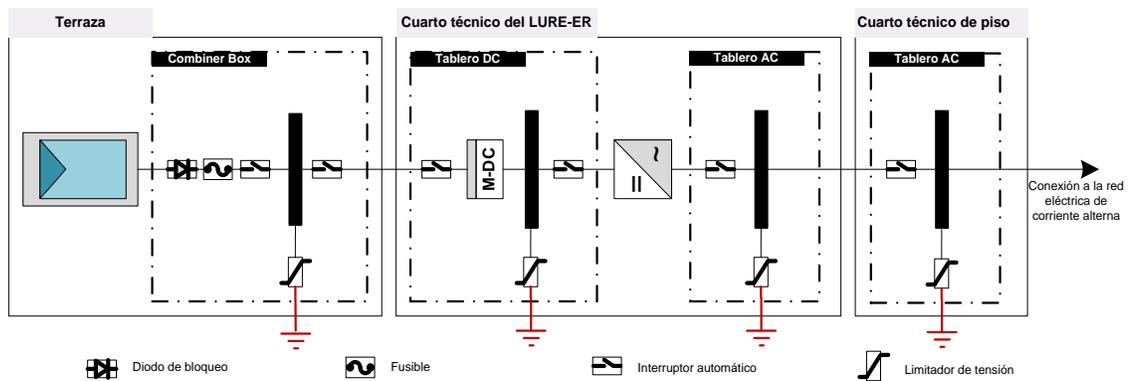


Figura 2.8. Esquema tipo de protecciones eléctricas.

### 2.4.3 Sistema de puesta a tierra

El diseño de este sistema se desarrolla de conformidad a lo indicado en la sección 690 y al Art. 250-95 de la NTC-2050; además, se consideró lo recomendado por el NEC en su sección de sistemas fotovoltaicos. Las principales consideraciones tenidas en cuenta fueron:

- Aterrizar el conductor negativo de la sección de corriente continua y el conductor neutro de la sección de corriente alterna.
- Conectar a tierra cada uno de los dispositivos del sistema. Los equipos de corriente continua a un electrodo diferente al correspondiente a los equipos de corriente alterna.
- Los paneles fotovoltaicos y su estructura de soporte se conectan de manera independiente a un segundo electrodo de corriente continua, con el fin de aumentar la protección de las personas y equipos en caso de una descarga atmosférica.

La Figura 2.9 muestra el esquema establecido del sistema de puesta a tierra con tres (3) electrodos, los cuales deberán estar equipotencializados. Un mayor detalle por subsistema se muestra en los diagramas unifilares.

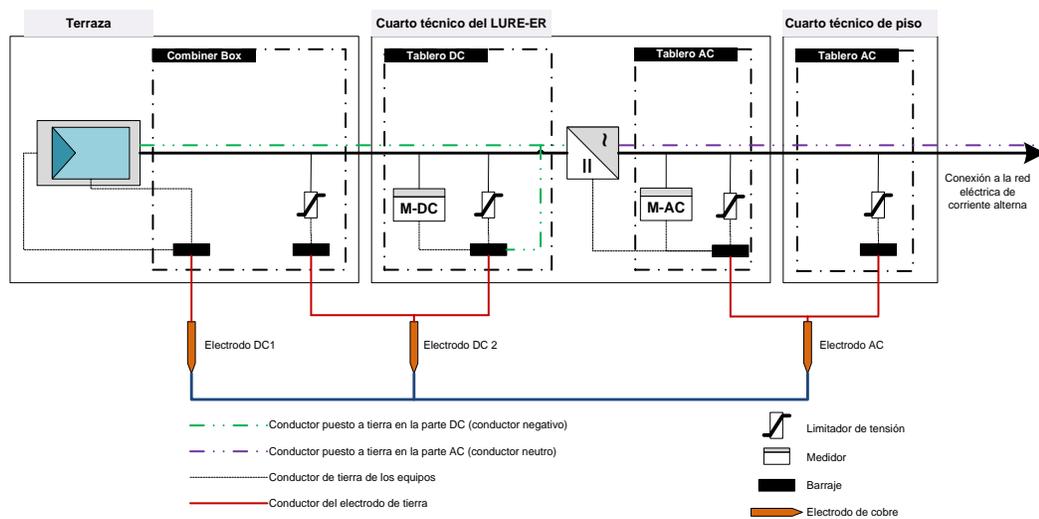


Figura 2.9. Esquema tipo del sistema de puesta a tierra – SPAT.

### 2.4.4 Tableros eléctricos

En total, más de 20 tableros eléctricos se consideraron pertinentes con el fin de ubicar las protecciones eléctricas y los equipos de medición establecidos. El Anexo L indica sus características.

En términos generales, el sistema se puede considerar sobreprotegido y con exceso de monitorización de variables eléctricas; sin embargo, se hizo en aras de facilitar la inspección, maniobra y descripción del comportamiento de las variables

eléctricas del sistema, que favorezcan la formación pedagógica y la realización de investigaciones académicas posteriores.

### 2.4.5 Verificación de la regulación de tensión y nivel de aislamiento

La Tabla 2.10 muestra el nivel de regulación de cada tramo del sistema. Casi en la totalidad de los casos, tal valor no supera el 1% en condiciones nominales. Se recuerda que estos valores son equivalentes a las pérdidas por efecto Joule.

Con respecto al nivel de aislamiento del sistema, se tiene que en todo momento la tensión en condiciones normales de operación se encontrará por debajo de 600[V]. Cada elemento del sistema se ha seleccionado de conformidad a este parámetro.

Tabla 2.10. Nivel de regulación de los tramos del sistema de generación.

FLUJO	R [Ω]	I [A]	Vn [V]	δ [%]	FLUJO	R [Ω]	I [A]	Vn [V]	δ [%]	FLUJO	R [Ω]	I [A]	Vn [V]	δ [%]
1	0,0509	5,0	24	1,06%	21	0,0322	50,0	338	0,48%	41	0,0160	14,6	48	0,48%
2	0,0382	5,0	24	0,80%	22	0,0399	16,7	338	0,20%	42	0,0160	14,6	48	0,48%
3	0,0025	66,7	24	0,71%	23	0,0399	16,7	338	0,20%	43	0,0160	14,6	48	0,48%
4	0,0160	7,7	208	0,06%	24	0,0399	16,7	338	0,20%	44	0,1596	5,8	120	0,78%
5	0,0399	8,3	208	0,16%	25	0,0644	24,0	208	0,74%	45	0,1596	5,8	120	0,78%
6	0,0399	8,3	208	0,16%	26	0,0644	24,0	208	0,74%	46	0,1596	5,8	120	0,78%
7	0,0399	8,3	208	0,16%	27	0,0644	24,0	208	0,74%	47	0,0064	41,7	48	0,56%
8	0,0644	25,0	208	0,78%	28	0,0768	8,3	78	0,82%	48	0,0160	20,8	48	0,69%
9	0,0160	8,3	208	0,06%	29	0,0768	8,3	78	0,82%	49	0,0160	20,8	48	0,69%
10	0,0160	8,3	208	0,06%	30	0,0768	8,3	78	0,82%	50	0,0202	18,8	48	0,79%
11	0,0160	8,3	208	0,06%	31	0,0258	25,0	78	0,83%	51	0,1596	4,8	208	0,37%
12	0,0160	8,6	208	0,07%	32	0,0025	83,3	24	0,88%	52	0,0160	20,8	48	0,69%
13	0,0160	8,6	208	0,07%	33	0,0512	16,7	120	0,71%	53	0,0160	20,8	48	0,69%
14	0,0160	8,6	208	0,07%	34	0,0644	16,7	120	0,89%	54	0,0202	20,8	48	0,88%
15	0,1197	8,3	338	0,30%	35	0,0768	8,3	78	0,82%	55	0,1596	4,8	208	0,37%
16	0,1197	8,3	338	0,30%	36	0,0768	8,3	78	0,82%	56	0,0160	10,4	48	0,35%
17	0,1197	8,3	338	0,30%	37	0,0768	8,3	78	0,82%	57	0,0160	10,4	48	0,35%
18	0,1197	8,3	338	0,30%	38	0,0258	25,0	78	0,83%	58	0,0040	47,4	19	1,00%
19	0,1197	8,3	338	0,30%	39	0,0064	41,7	48	0,56%					
20	0,1197	8,3	338	0,30%	40	0,0064	41,7	48	0,56%					

El drenaje de sobretensiones en la etapa de generación será realizado por varistores previamente ajustados de acuerdo al nivel de tensión nominal de cada subsistema. Las sobretensiones podrán presentarse debido a descargas atmosféricas en la estructura metálica de paneles y/o seguidores solares, a un mal funcionamiento de los dispositivos, o a eventos en la red eléctrica que afecten la calidad de la energía.

### 2.4.6 Representación gráfica del sistema

El Anexo M presenta dos planos con los diagramas unifilares de los cinco subsistemas establecidos.

## 2.5 COMPORTAMIENTO ENERGÉTICO DEL SISTEMA

Para establecer el comportamiento energético del sistema se determinó la formulación matemática de los flujos y se evaluó cada subsistema de acuerdo a la variabilidad de la velocidad del viento y de la radiación en sitio.

La variabilidad de la velocidad del viento se expresó con anterioridad en la sección 2.1.2. En cuanto a la variabilidad de la radiación solar en sitio, la Figura 2.10 muestra su distribución de frecuencia horaria para un panel fotovoltaico instalado sobre una estructura fija y sobre un seguidor solar de dos ejes de captación máxima. Se aprecia el aumento de horas con radiación cercana a los  $1,0[\text{kW}/\text{m}^2]$  para el caso del seguidor solar.

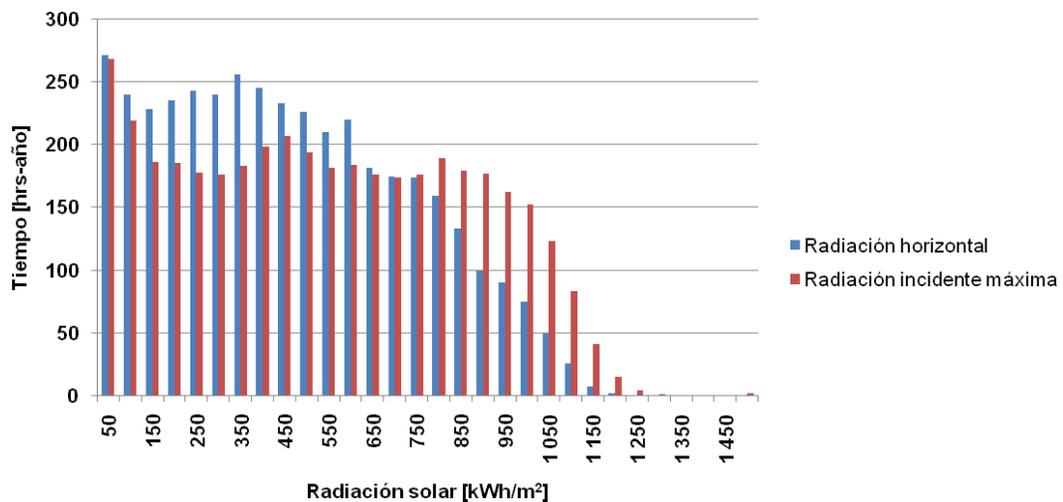


Figura 2.10. Distribución de frecuencia horaria anual de la radiación solar.

De manera resumida, la Tabla 2.11 muestra el comportamiento general de cada subsistema, así como el rendimiento y pérdidas debidas a los componentes generales: generador, unidades de gestión y acondicionamiento de energía y los conductores.

Tabla 2.11. Comportamiento energético del sistema de generación por subsistema.

Edificio	Subsistema	S I S T E M A				Generador			Unid. Acond.			Conductores		
		Energía [kWh]			Efic.	Pérdidas		Efic.	Pérdidas		Efic.	Pérdidas		Efic.
		In	Out	Pérd	%	kWh	%	%	kWh	%	%	kWh	%	%
ELÉCTRICA 1	W-GRID	228	106	122	46,32%	115	94,09%	49,49%	7	5,51%	94,00%	0,5	0,40%	99,85%
	PV-GRID	67 392	7 927	59 465	11,76%	58 869	99,00%	12,65%	551	0,93%	93,50%	44,6	0,08%	99,87%
ELÉCTRICA 2	PV-GRID	219 023	25 684	193 339	11,73%	191 324	98,96%	12,65%	1 794	0,93%	93,50%	220,4	0,11%	99,80%
	MR-AC	29 885	3 596	26 289	12,03%	26 043	99,06%	12,86%	190	0,72%	95,00%	56,4	0,21%	99,50%
	MR-DC	29 885	2 989	26 896	10,00%	26 043	96,83%	12,86%	724	2,69%	90,17%	129,6	0,48%	99,40%
TOTAL		346 413	40 302	306 111	11,63%	302 394	98,79%		3 266	1,07%		452	0,15%	

En definitiva, el sistema permitirá ahorrar 40 [MWh] al año en los edificios Eléctrica I (8 [MWh]) y Eléctrica II (32 [MWh]). La Figura 2.11 presenta la representatividad de generación neta de cada subsistema.

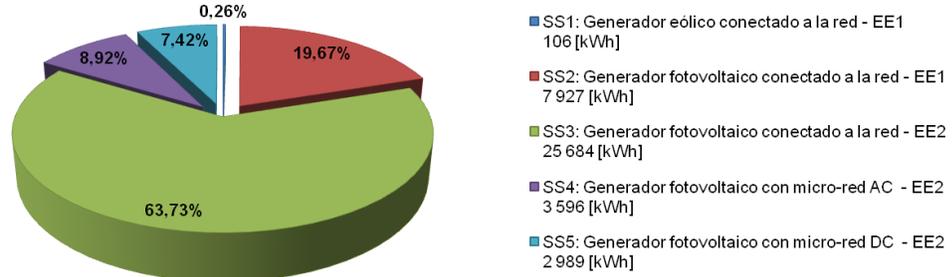


Figura 2.11. Representatividad de generación neta de cada subsistema.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1]. S.Rosiek, F.J.Batlles. Integration of the solar thermal energy in the construction: Analysis of the solar-assisted air-conditioning system installed in CIESOL building. ELSEVIER. Renewable energy. 2009. 9p.
- [2]. GRIESE, Hansjoerg. STOBBE, Lutz. REICHL, Herbert. STEVELS, Ab. Eco-Design and Beyond – Key Requirements for a Global Sustainable Development. IEEE. International Conference on Asian green electronics. Pag. 37-41. 2005.
- [3]. BEDER, Sharon.The Role of Technology in Sustainable Development. IEEE. Technology and society magazine. Winter. Pag. 14-19. 1994.
- [4]. Li, Danny H.W. Lam, Tony N.T. Chan, Wilco W.H. Mak, Ada H.L. Energy and cost analysis of semi-transparent photovoltaic in office buildings. ELSEVIER. Applied Energy. 2009. 8p.
- [5]. SUNGUR, Cemil. Multi-axes sun-tracking system with PLC control for photovoltaic panels in Turkey. s.l. : ELSEVIER-Renewable Energy, 2009. págs. 1119-1125. Vol. 34.
- [6]. SEFA, Ibrahim. DEMIRTAS, Mehmet. ÇOLAK, İlhami. Application of one-axis sun tracking system. s.l. : ELSEVIER-Energy conversion and management, 2009. págs. 2709-2718. Vol. 50.
- [7]. ALATA, Mohanad. AL-NIMR, M.A., QAROUSH, Yousef. Developing a multipurpose sun tracking system using fuzzy control. s.l. : ELSEVIER-Energy conversion and management, 2005. págs. 1229-1245. Vol. 46.

## 3. DISEÑO DE UN SISTEMA DE AISLAMIENTO TÉRMICO A PARTIR DE CUBIERTAS VEGETALES Y DE UN SISTEMA PARA USO RACIONAL DEL AGUA

---

El confort térmico de las personas es una necesidad prioritaria a satisfacer al interior de una edificación. Éste se define como la percepción de calor que siente una persona, y depende de factores tales como temperatura, humedad, velocidad del aire y renovación del mismo. Su no satisfacción reduce el rendimiento laboral y/o académico de las personas [1].

La estrategia hoy en día más utilizada en zonas tropicales para atender esta necesidad son los sistemas de aire acondicionado. Su aplicación masiva representa el 50% del consumo energético en las edificaciones [2].

Actualmente, parte de los estudios relacionados con el confort térmico en edificaciones se centra en el fenómeno “isla de calor”, el cual explica por qué la temperatura en las ciudades ha aumentado en varios grados Celsius en las últimas décadas [3]. Esto se debe básicamente a tres razones: (i) El calor liberado por las estructuras civiles debido a la absorción de radiación solar durante el día [4], (ii) El calor liberado por la aglomeración de grandes cantidades de personas en superficies relativamente pequeñas, y (iii) La ausencia de estrategias urbanísticas para la ventilación natural de las ciudades.

Para espacios localizados en los últimos niveles de edificaciones ubicadas en zonas tropicales se tiene que la mayor fuente de calor es la terraza de hormigón debido a la alta absorción de radiación solar. Este fenómeno es más crítico cuando son recubiertas por impermeabilizantes de color oscuro [3], [4]. Tal

absorción puede reducirse entre 15% y 40% [3], si existe un recubrimiento a partir de colores claros o metálicos o se superpone material cerámico [3], [5], y lo que en consecuencia disminuye el consumo energético debido a aires acondicionados.

Este ahorro energético puede ser mayor si se utiliza un recubrimiento vegetal, ya que ofrece un mayor aislamiento térmico. La Figura 3.1 presenta algunos ejemplos de cubiertas verdes.



Universidad Tecnológica de Nanyang [6]

The Calhoun School [7]

Mercado Campesino (Mesa de los Santos)

Figura 3.1. Ejemplo de cubiertas verdes en edificaciones.

Esta técnica, más allá de reflejar la radiación solar para evitar el calentamiento de la estructura de hormigón, busca reducir la radiación solar incidente sobre la superficie a partir del área foliar de las plantas y expulsar el calor por medio del proceso de evaporación de agua remanente por riego y/o por precipitaciones, con lo cual se mitiga la transferencia de calor [3].

El recubrimiento de techos con vegetación surgió hace siglos en lugares como Islandia, Escandinavia, Tanzania, entre otros [8]. Sin embargo, su concepción moderna inició hacia 1960 en Alemania, país donde hoy en día alrededor del 10% de sus techos son verdes.

Es tal su importancia en algunos países europeos, que existe legislación que fomentan su práctica [9]. En Colombia, su implementación ha venido en alza en ciudades como Bogotá, Medellín y Barranquilla.

En [10] se concluye, a partir de una evaluación del impacto ambiental a partir del uso de la herramienta LCA (*Life Cycle Analysis*), que las cubiertas verdes son una aplicación significativamente beneficiosa para el medio ambiente, entre otras cosas, por la alta permanencia en el tiempo que será de 25 a 50 años.

En el proyecto de fortalecimiento de la infraestructura de la E3T, se estableció el diseño de cubiertas verdes en los edificios Eléctrica 1 y Eléctrica 2, de 500 m<sup>2</sup> y de 800 m<sup>2</sup>, respectivamente.

En este capítulo se describen las generalidades de las cubiertas verdes, los detalles del diseño, el análisis térmico del mismo, y la descripción de un sistema de recolección de agua.

### 3.1 GENERALIDADES SOBRE LAS CUBIERTAS VEGETALES

Son características deseables en un techo verde: una resistencia a las sequías, una resistencia a cambios bruscos de temperatura, el crecimiento vegetal moderado, la vegetación con raíz de corta profundidad, la alta esperanza de vida, un mínimo mantenimiento, un mínimo requerimiento de irrigación, así como una buena apariencia [3].

#### 3.1.1 Componentes de una cubierta verde

Una cubierta o techo verde o ajardinado está compuesta de una capa vegetal, un suelo de cultivo y un conjunto de capas protectoras. De acuerdo al caso, se tendrán más o menos membranas. El espesor de la aplicación generalmente está entre 10cm y 30cm [11].

Una configuración tipo y las funciones de las capas más importantes se mencionan en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1 Descripción general de las capas de un techo verde tipo extensivo.



Capa	Función
Vegetación	Visual, aislamiento térmico.
Sustrato	Capa de crecimiento vegetal. Debe tener una relación entre material inorgánico y material orgánico cercana a 4:1.
Protección	Aislamiento de calor y distribución de peso. Protege la capa de impermeabilización.
Drenaje	Direccionamiento del agua en exceso por lluvia o riego
Impermeable	Separación de la humedad

**Vegetación.** Es la parte visual de la aplicación. Su área foliar determina en parte el nivel de aislamiento térmico, ya que a mayor sombra generada sobre el sustrato menor calor será transmitido a la estructura.

Para la selección de la especie vegetal se deben tener en cuenta el nivel de irrigación, la profundidad mínima de la tierra de cultivo y el nivel de tolerancia al calor.

Con base en estos factores y a partir de un estudio conjunto con la Escuela de Biología de la Universidad Industrial de Santander, se determinó que para las cubiertas verdes de los edificios de la E3T se debe sembrar plantas de la especie *sedums*<sup>2</sup>. Se recomienda la siembra de diversas plantas y el uso de varias especies para tener variedad vegetal, con lo cual se mitiga la presencia de plagas.

**Suelo de cultivo.** Su composición determina en buena parte la vida útil del proyecto. Se debe caracterizar por ser liviano, nutritivo y de alta expectativa de vida.

Su espesor depende de la profundidad que puedan alcanzar las raíces de las plantas y del nivel de aislamiento térmico que se desee. Define el peso de la aplicación ( $m$ ), el cual se calcula a partir del área ( $A$ ), el espesor ( $h$ ) y la densidad de la tierra ( $\rho$ ). La densidad del suelo de cultivo varía básicamente según el nivel de humedad, por lo que oscila entre  $700 \text{ kg/m}^3$  y  $1\,000 \text{ kg/m}^3$ .

$$m = \rho Ah \quad (3.1)$$

La masa por unidad de área determina el diseño estructural de la edificación. Para el caso de los edificios de la E3T, su espesor será de 15cm; por tanto, su peso oscilará entre  $100 \text{ kg/m}^2$  y  $150 \text{ kg/m}^2$ .

Los techos verdes drenan el 50% del agua lluvia; la cantidad restante se almacena en el sustrato, y se decanta de la siguiente manera: drenaje lento (25%), evaporación rápida (20%) y evaporación lenta (5%).

**Capa de drenaje.** Permite controlar el nivel de agua lluvia y de riego del suelo de cultivo, a partir de material granular (grava) y de una estructura reticular plástica liviana. Su presentación en rollos o en unidades cuadradas permite su fácil instalación.

**Capa anti-raíz.** Esta membrana evita que las raíces de la vegetación sembrada se extiendan hasta la capa impermeabilizante, lo cual podría ocasionar perforaciones a ésta. Las últimas capas de drenaje ofrecidas en el mercado también cumplen con esta función.

**Capa de impermeabilización.** Evita el contacto del agua con la placa de hormigón y con ello problemas de humedad. Se realiza a partir de una tela de PVC

---

<sup>2</sup> Son plantas muy adaptadas a la sequía, debido a la capacidad de almacenar agua en sus hojas carnosas. Su tamaño varía entre especies que no sobrepasan los 10 o 12 cm a semiarbusivas (unos 50 cm).

o de una solución asfáltica (aplicación líquida). La primera estrategia es la más común debido a la no necesidad de aditivos.

### 3.1.2 Tipos de cubierta verde

Con base en lo expuesto en [3] y [8], se considera que las cubiertas verdes se pueden clasificar según espesor, instalación, pendiente y diseño, tal como se indica en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2 Clasificación de las cubiertas verdes.

CRITERIO	TIPO	
ESPESOR	Extensivo	Techos verdes horizontales o inclinados con espesores de 5 cm a 30 cm, generalmente cercanos a 10 cm. Son de bajo mantenimiento y un peso menor a 150 kg/m <sup>2</sup> .
	Intensivo	Techos verdes horizontales con un espesor de 30 cm o superior cuyas plantas son de raíces generosas. Requiere un mantenimiento considerable.
INSTALACIÓN	Modular	Se caracteriza por la utilización de módulos (plásticos o metálicos) o sacos, de aproximadamente 0,2 m <sup>2</sup> y un espesor de 5cm a 15cm, que almacenan el sustrato y en el cual se siembra la vegetación. Es de fácil y rápida instalación. La vegetación puede ser sembrada varias semanas antes de la ubicación definitiva de los módulos.
	En sitio	Son los techos verdes tradicionales, que consiste en el extendido de tierra sobre toda la terraza previa adecuación a partir de la instalación de las membranas para la posterior siembra de la vegetación.
PENDIENTE	Horizontal	Son aquellos que tienen una pendiente menor a 5%. Debido a su baja pendiente su sistema de drenaje debe ser especialmente diseñado.
	Inclinado	Techos verdes de 5% hasta 40% de pendiente que deben ser especialmente confinados en sus laterales para evitar deslizamientos. Una gran ventaja de éstos, es la facilidad de su drenaje.
DISEÑO	Artisanal	Son aquellos desarrollados a pequeña escala, principalmente en zonas rurales. Se caracterizan por la utilización de elementos comunes, sean naturales o sintéticos.
	Tecnificado	Son los comúnmente desarrollados en edificaciones y que emplean productos especializados para este tipo de proyectos y por ello su costo es mayor. Tienen mayores prestaciones en drenaje e impermeabilización que los de tipo artesanal.

De acuerdo a lo expuesto previamente, se puede indicar que las cubiertas verdes diseñadas para el complejo E3T son de tipo extensivo, de instalación modular y en sitio, horizontales y de diseño tecnificado.

La instalación modular mostrada en la Figura 3.2, implica un costo mayor para el proyecto; sin embargo, demanda menor tiempo de instalación, alcanza su punto de madurez en menor tiempo, facilita la realización de mantenimiento y reparaciones, disminuye el número de capas de la aplicación, y adicionalmente, por su versatilidad, facilita el desarrollo de investigaciones académicas.



Módulos[12]



Sacos[13]

Figura 3.2 Ejemplos de cubierta verde por bloques.

### **3.1.3 Beneficios**

Estudios realizados indican que los techos verdes son una excelente estrategia para atender el fenómeno de isla de calor al disminuir de un 3% a 8% la concentración de calor en las ciudades [3], con lo cual se logra un significativo ahorro energético debido a la menor utilización de aires acondicionados, y así mismo, contribuyen a mejorar la calidad del aire y del hábitat, y a reducir los niveles de CO<sub>2</sub> [10], [11].

Esta aplicación es compatible con sistemas de paneles fotovoltaicos [4], más aún, favorece su funcionamiento en zonas tropicales al reducir la temperatura de la terraza donde están instalados [3].

### **3.1.4 Recomendaciones para construcción de cubiertas verdes**

El diseño de un techo verde está motivado por la búsqueda de un mayor contacto con la naturaleza, una reducción en el consumo energético debido a aires acondicionados y/o mayor oportunidad de comercialización de la edificación. Esta iniciativa demanda adaptaciones en la edificación en diseño o en construcción tales como: un soporte estructural para la carga adicional, un sistema de irrigación, un sistema de captación de aguas lluvias, unas condiciones de seguridad para el personal durante su construcción, uso y mantenimiento; que junto a los componentes requeridos para su construcción, representan una inversión adicional.

Para el complejo E3T, se consideró una especificación estructural por este concepto de 250 kg/m<sup>2</sup>.

En cuanto a la ubicación relativa de la vegetación en la azotea, es importante mencionar que la zona cercana a los bordes de la edificación no se considera zona apta debido al desprendimiento que ocasiona allí el viento a causa del fenómeno denominado vórtice; así como tampoco son recomendables las zonas cercanas a ductos de ventilación. Este tipo de limitaciones pueden ser controladas a partir de elementos como barreras.

## **3.2 COMPORTAMIENTO TÉRMICO**

Con base en el estudio mostrado en [14], se puede estimar que un techo verde sobre una edificación ubicada en una ciudad como Bucaramanga, reducirá la

temperatura de sus espacios interiores cercanos a la azotea de 3°C a 5°C durante el día, lo que en consecuencia generará un ahorro energético entre el 25% y el 50% debido a un menor uso de aires acondicionados.

Los techos verdes no son superficies con altos niveles de reflectancia y de resistencia térmica, lo cual es crítico cuando en general poseen bajos espesores. La eficiencia térmica de un techo verde seco es la tercera parte de otro tipo de materiales aislantes. Sin embargo, al aumentar su humedad se incrementa su eficiencia como aislante térmico, esto se debe a que pueden liberar calor latente<sup>3</sup> hacia el ambiente sin que haya una transferencia de calor significativa hacia la estructura de hormigón de la edificación [3], [5].

En [15] se presenta el estudio de cuatro casos de cubiertas para una terraza: (i) un suelo de cultivo húmedo de 100mm, (ii) un suelo de cultivo seco de 100mm, (iii) un terraza expuesta y (iv) un suelo de cultivo seco de 25mm. Los esquemas de balance térmico de cada caso se muestran en la Figura 3.3.

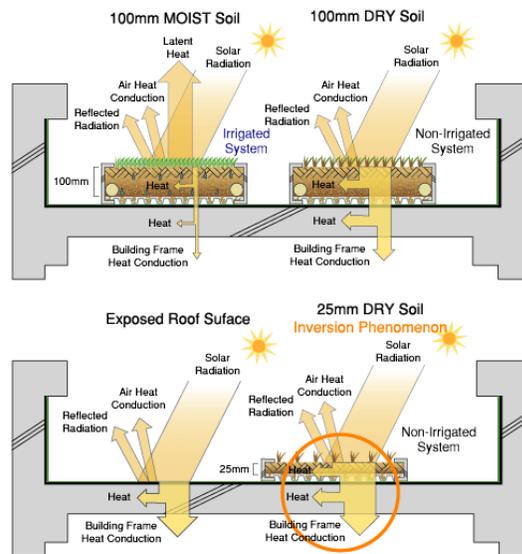


Figura 3.3 Balance energético de cuatro tipos de techo [15].

En el caso de la cubierta verde húmeda, se aprecia como el agua al evaporarse expulsa la radiación solar absorbida en forma de calor latente. En los casos de suelos secos, se concluye que a menor espesor aumenta la transferencia de calor hacia el interior de la edificación, a tal punto que se puede superar la transferencia en comparación al caso de una terraza expuesta.

<sup>3</sup> El calor latente indica la cantidad de energía requerida para que una sustancia cambie de fase. En este caso, que el agua pase de una fase líquida a una fase gaseosa.

La Figura 3.4 presenta la variación de temperatura asociada a las cuatro casos del estudio mencionado. Se encuentra cómo una cubierta sin recubrimiento puede alcanzar temperaturas entre 40°C y 50°C durante las horas de mayor radiación solar. Este evento sucede de manera similar en el campus central de la UIS, donde en los edificios Administrativo y Eléctrica se registraron temperaturas entre 38°C y 45°C en horas cercanas al medio día.

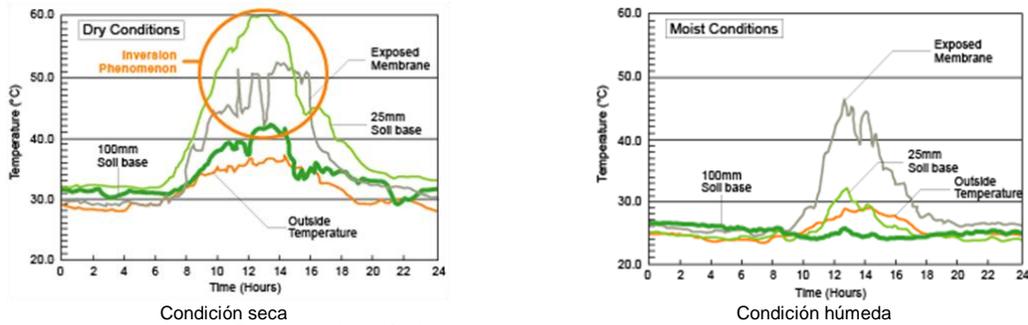


Figura 3.4 Variación de la temperatura en techos verdes extensivos.

Para el caso de un techo verde con una capa de sustrato de 100 mm, se tiene que en condición seca su temperatura estará varios grados por encima de la temperatura ambiente en las horas de mayor radiación; sin embargo, cuando ésta se encuentra húmeda, su temperatura se mantendrá cuasi constante a lo largo del día, por lo que permanece varios grados por debajo de la temperatura ambiente. Esto permite concluir, que para lograr un beneficio significativo de una cubierta verde es necesario que su capa de sustrato tenga al menos 100 mm y se garantice la humedad a partir de un sistema de riego.

### 3.3 DESCRIPCIÓN DEL DISEÑO DE LAS CUBIERTAS VERDES DEL COMPLEJO E3T

Se establecieron un total de seis (6) terrazas verdes para el complejo E3T, dos para el Edificio Eléctrica I y cuatro para el Edificio Eléctrica II. Esta distribución atípica se realizó debido a la distribución arquitectónica que tendrá el complejo E3T. Los detalles más relevantes se presentan en la Tabla 3.3. En total, se tiene un área con cubierta vegetal de 1 300 m<sup>2</sup>, con lo cual se cubrirá el 100% de las terrazas.

Tabla 3.3 Cubiertas verdes del complejo E3T.

TERRAZA	ESPESOR	SUSTRATO	m <sup>2</sup>	kg / m <sup>2</sup>	kg		
5° nivel	Edificio Eléctrica	22 cm	12 cm	150	500	120	18 000
6° nivel				350			42 000
2° nivel	Edificio Eléctrica 2	25 cm	15 cm	100	800	150	15 000

3° nivel	100	15 000
4° nivel	100	15 000
5° nivel	500	75 000

La Figura 3.5 muestra la conformación por capas establecida. Se seleccionó la capa drenante MODI con el fin de aumentar el aislamiento térmico de la aplicación, ya que su gran espesor de 9cm creará de una capa de aire entre el sustrato y la placa de hormigón.

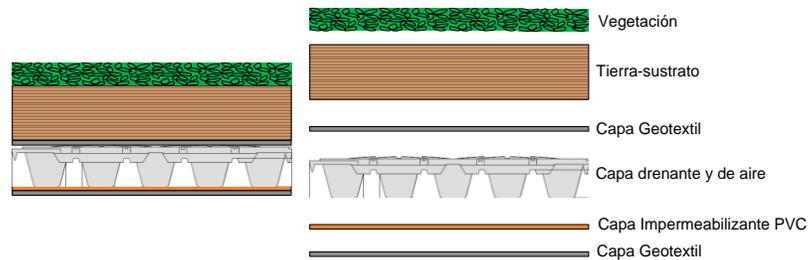


Figura 3.5 Composición establecida para las cubiertas verdes diseñadas.

Las dos capas de geotextil incluidas favorecerán el aumento de las prestaciones de las capas principales.

La membrana de impermeabilización estará compuesta por dos láminas de policloruro de vinilo flexible (PVC-P), reforzada con una armadura de tejido de poliéster. Su espesor oscila entre 1,2 mm y 1,5 mm. Tiene gran flexibilidad y adaptabilidad dimensional.

En el Anexo N se presentan las indicaciones gráficas de diseño definidas para las cubiertas verdes del Edificio Eléctrica 1, a partir de las cuales se realizó el diseño arquitectónico de los niveles 5 y 6 de este edificio, tal como se muestra en la Figura 3.6.



Figura 3.6. Vista proyectada de la cubierta verde a dos niveles en el Edificio Eléctrica I

Con respecto al cubrimiento vegetal de las terrazas del Edificio Eléctrica 2, se hará con base en el planteamiento arquitectónico de esta edificación. La Figura 3.7 presenta la propuesta conceptual.

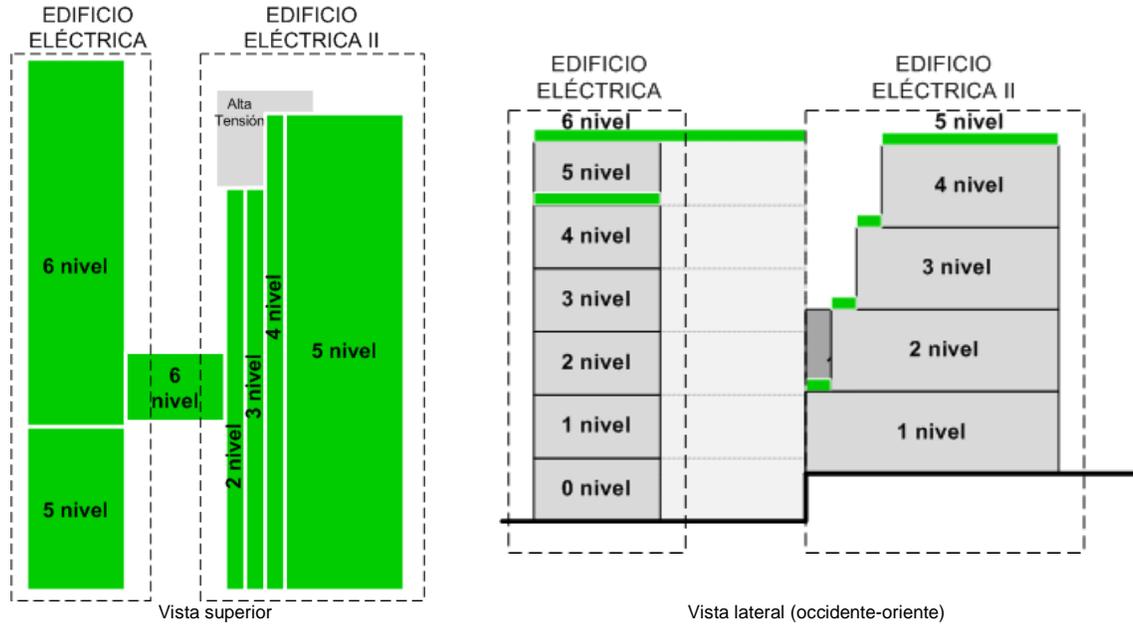


Figura 3.7. Esquema conceptual del complejo E3T.

La fachada norte del Edificio Eléctrica 2 se presenta de forma escalonada con el propósito de mitigar la obstrucción de luz natural en la fachada sur del primer edificio. Un ejemplo del escalonamiento propuesto se puede apreciar en el Edificio ACROS ubicado en la ciudad de Fukuoka (Japón) en la Figura 3.8.



Figura 3.8. Vista aérea del Edificio ACROS (Fukuoka, Japón) [16]

### 3.4 SISTEMA PARA EL USO RACIONAL DEL AGUA

Tal como se estableció previamente, es requerido un sistema de riego con el fin mantener húmeda la cubierta verde y así garantizar un aislamiento térmico significativo; además, esto es indispensable para preservar el buen aspecto de la vegetación.

Por otra parte, la E3T desea reducir el consumo de agua potable, ya que parte significativa de este corresponde a servicios secundarios (sanitarios, riego y demás) para los cuales se puede utilizar agua de calidad inferior a la potable.

Con base en los dos aspectos expuestos, se diseñó un sistema para el uso racional del agua en el complejo E3T. Como objetivo adicional de tal iniciativa, se espera educar de forma masiva a la comunidad docente, administrativa y estudiantil sobre técnicas para el ahorro del agua potable.

La Tabla 3.4 indica la distribución de los servicios con requerimiento acuífero dentro del complejo E3T y la calidad del fluido requerido.

Tabla 3.4. Distribución de puntos acuíferos del complejo E3T.

SERVICIO	CALIDAD REQUERIDA MÍNIMA DEL AGUA	CANTIDAD	
		EDIFICIO ELÉCTRICA 1	EDIFICIO ELÉCTRICA 2
Sanitarios	Secundaria	33	6
Urinales	Secundaria	29	3
Lavamanos	Primaria	14	6
Bebederos	Primaria	3	0
Lavaplatos	Primaria	2	2
Puntos de aseo	Primaria	4	2
Puntos de riego	Secundaria	2	4
Duchas	Primaria	1	7

Los puntos de consumo de agua potable o bebederos buscan motivar el consumo de este líquido entre la comunidad E3T, con el fin de reducir el consumo de bebidas comerciales como gaseosas o jugos sintéticos, y así mismo, reducir el consumo de envases plásticos (botellas y vasos).

La creación de duchas busca aumentar el confort térmico e higiene de los miembros de la comunidad E3T que desarrollen actividad física dentro del campus universitario. Se ubicarán en las siguientes áreas: administrativa, de profesores de planta y mini-gimnasio<sup>4</sup>.

La Figura 3.9 describe el bosquejo de la estrategia para el uso racional de agua en el Complejo E3T.

<sup>4</sup> Espacio destinado para la generación de energía eléctrica a partir del uso de bicicletas estáticas. Se encontrará ubicado en el primer piso del Edificio Eléctrica II.

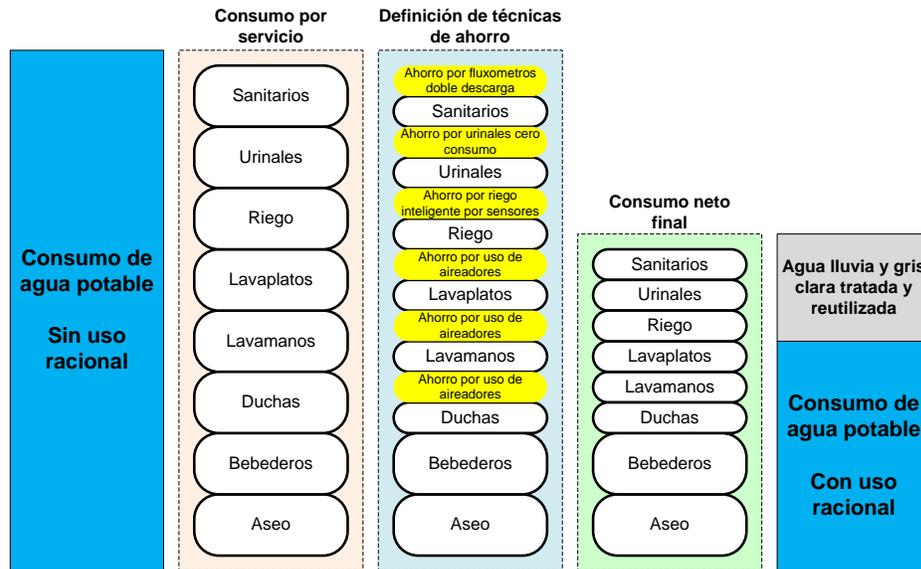


Figura 3.9. Esquema conceptual para el uso racional del agua en el complejo E3T.

Para el diseño del sistema acuífero, se requiere inicialmente establecer los servicios y el consumo de agua asociado, luego identificar las técnicas de reducción de consumo según el servicio; y por último, analizar el potencial de la captación de agua lluvia y de la reutilización de aguas grises claras para su uso en servicios secundarios.

### 3.4.1 Cuantificación del requerimiento acuífero para el riego de las cubiertas verdes

La cantidad de agua que debe suministrarse a cubiertas verdes a través de un sistema de riego depende de dos aspectos fundamentalmente, las precipitaciones (lluvia) y evapotranspiración-ET<sup>5</sup>. El primero indica el nivel de agua que será proporcionada naturalmente a la cubierta verde, y el segundo, el nivel de agua que se evapora.

La Figura 3.10 muestra el comportamiento mensual en un año del nivel de precipitación y evapotranspiración del agua en la ciudad de Bucaramanga; en ella se observa que en algunos meses la precipitación compensa la evaporación del agua, en otros, se deberá recurrir a un sistema de riego.

<sup>5</sup> Pérdida de humedad de una superficie por evaporación directa junto con la pérdida de agua por transpiración de la vegetación.

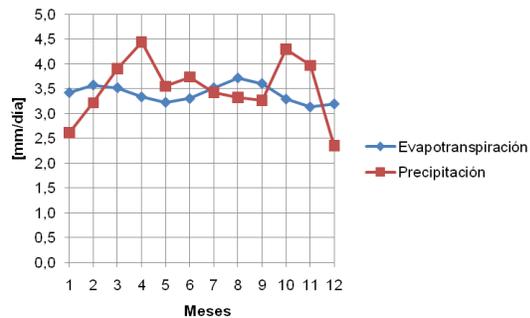


Figura 3.10. Comportamiento histórico multianual del nivel de precipitación y evapotranspiración para la ciudad de Bucaramanga.

Dado que los datos históricos multianuales de estas dos variables se hallan con periodicidad mensual, se procede a calcular el requerimiento de riego mes a mes. El Anexo Ñ presenta el procedimiento de cálculo para determinar la necesidad acuífera por riego, así como su cuantificación.

Según el análisis realizado, se establece un requerimiento anual de agua de  $335 \text{ m}^3$  para un área de  $1\,300 \text{ m}^2$  de cubierta verde; es decir, aproximadamente  $0,26 \text{ m}^3$  de agua por metro cuadrado de superficie.

### 3.4.2 Cuantificación del requerimiento acuífero para servicios comunes

Para completar la cuantificación del requerimiento acuífero del complejo E3T, se debe determinar la demanda de agua por parte de los servicios comunes; entiéndase por éstos: sanitarios, uriniales, lavamanos, lavaplatos, aseo y duchas.

Tal cuantificación se basa en la cantidad de usos de un determinado servicio y en el consumo de agua por uso, tal como se muestra en los anexos O y P.

Según el cálculo realizado, se tiene que el complejo atenderá un equivalente de de 750 personas de tiempo completo, aunque sus visitantes al día puedan superar los 2 000.

Con respecto a la segunda variable, se tiene que la cantidad de agua demandada por uso, es función del comportamiento de las personas y características de los aparatos asociados a los servicios comunes establecidos. Los consumos normales de agua considerados por servicios son: 5 litros en sanitarios, 1 litro en uriniales, 0,5 litros en lavamanos, 0,25 litros en bebederos y 50 litros en duchas. De acuerdo con estos consumos, en el Anexo P se establece que el consumo anual de agua ascendería aproximadamente a  $1\,500 \text{ m}^3$ .

La representatividad de cada consumo se presenta en la Figura 3.11, donde se aprecia que sanitarios y urinales consumen más del 70% del agua.

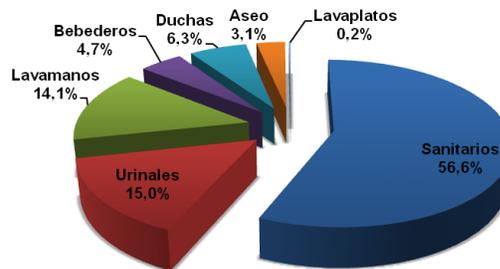


Figura 3.11. Representatividad en el consumo de los servicios considerados.

### 3.4.3 Técnicas para la reducción de consumo de agua en servicios comunes

En la Figura 3.9 se muestran técnicas para reducir el consumo de agua. Éstas son descritas en la Tabla 3.5.

Tabla 3.5. Técnicas para la reducción de consumo de agua a implementarse.

TÉCNICA	SERVICIO ASOCIADO	CONSUMO TIPO	NUEVO CONSUMO	DESCRIPCIÓN
Flujómetro de doble descarga	Sanitarios	6 litros	4,5 litros por descarga para sólidos 2,5 litros por descargas para líquidos	Este aparato permite a la persona elegir la cantidad de agua a utilizarse según la necesidad
Urinales de cero consumo	Urinales	1 litro por descarga	0 litros por descarga	Elementos cerámicos extra-lisos con dispositivo para eliminar el olor a orina.
Uso de aireadores	Lavamanos Lavaplatos Duchas	0,5 litros 0,5 litros 50 litros	0,3 litros 0,3 litros 30 litros	Dispositivo para reducir el paso de agua a instalarse en la boquilla de los terminales de agua. Hace visualmente el chorro más abundante de lo que en realidad es a partir de un difusor.

A partir de la información presentada en la Tabla 3.5, se realiza el recalcu del consumo de agua por parte de los servicios comunes. Los datos resultantes se presentan en el Anexo P.

En definitiva, como resultado de la implementación de las técnicas mencionadas, se lograría una reducción del 40% del consumo estimado, lo que equivale a 600m<sup>3</sup> anuales de agua. El consumo total ascendería entonces a sólo 925m<sup>3</sup>, valor que incluye el consumo por aseo y lavaplatos.

### 3.4.4 Cuantificación del potencial de agua lluvia a captarse

La cantidad de agua lluvia que puede captarse se establece a partir de la expresión (3.2), para lo cual se debe conocer el coeficiente de escurrimiento de las terrazas (Ce), su área (A) y precipitación del lugar (Pp).

$$Q_{all} = Ce * A * Pp \quad (3.2)$$

En cuanto al coeficiente de escurrimiento ( $C_e$ ), factor que indica qué tanta agua lluvia se drena al desagüe, se tiene que para cubiertas verdes como las diseñadas oscila entre 0,25 y 0,50.

El área total a considerar será la conformada por las terrazas de tres edificaciones, Edificio Eléctrica (500m<sup>2</sup>), Edificio Eléctrica 2 (800m<sup>2</sup>) e Ingeniería Industrial (600m<sup>2</sup>).

La Tabla 3.6 presenta una prospectiva de la cantidad de agua lluvia que podría drenarse desde las terrazas de los edificios considerados, lo cual asciende a casi 1 000m<sup>3</sup>.

Tabla 3.6. Cuantificación del agua lluvia a captarse

VARIABLE		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Precipitación	[mm]	81	90	121	133	110	112	106	103	98	133	119	73	1 279
	[mm/día]	2,61	3,21	3,90	4,43	3,55	3,73	3,42	3,32	3,27	4,29	3,97	2,35	3,50
Edificio Eléctrica	Área	$A_{EE1}=500$												
	Aprovechamiento	$C_{EE1}=25\%$												
	Agua drenada	10,1	11,3	15,1	16,6	13,8	14,0	13,3	12,9	12,3	16,6	14,9	9,1	159,9
Edificio Eléctrica 2	Área	$A_{EE2}=800,0$												
	Aprovechamiento	$C_{EE2}=25\%$												
	Agua drenada	16,2	18,0	24,2	26,6	22,0	22,4	21,2	20,6	19,6	26,6	23,8	14,6	255,8
Edificio Industrial	Área	$A_{II}=600,0$												
	Aprovechamiento	$C_{EI}=80\%$												
	Agua drenada	36,5	40,5	54,5	59,9	49,5	50,4	47,7	46,4	44,1	59,9	53,6	32,9	575,6
													TOTAL [m <sup>3</sup> ]	991,2

### 3.4.5 Balance acuífero del complejo E3T

El balance acuífero permite establecer la utilización del agua en el complejo E3T, y se establece de acuerdo a los pasos mostrados en la Figura 3.12.

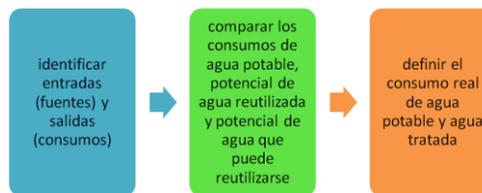


Figura 3.12. Comparación entre el consumo y el auto-aporte del sistema diseñado.

El sistema contará con dos fuentes de agua para el funcionamiento de los servicios en el complejo E3T: la red de agua potable y la red de agua tratada. Así mismo, los consumos se agrupan en dos frentes: riego y servicios comunes. Esto con el fin de establecer mes a mes la relación de las entradas y las salidas.

La Figura 3.13 presenta una comparación entre el consumo mínimo de agua potable que podría realizarse mes a mes debido a servicios de primera categoría (bebederos, lavamanos, etc.), la demanda de agua por servicios de segunda

categoría (sanitarios y riego) y la cantidad potencial de agua tratada que podría inyectarse al sistema.

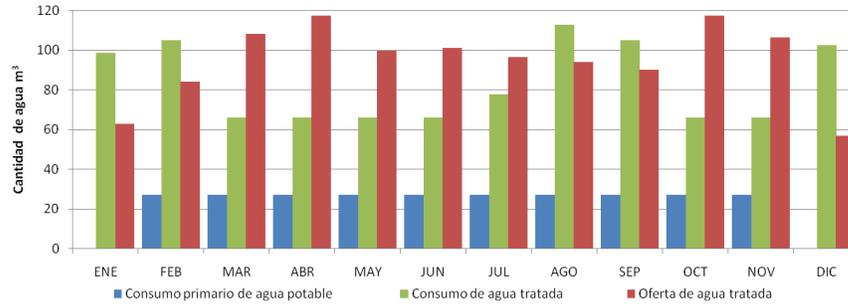


Figura 3.13. Balance acuífero mensual inicial del sistema.

Según la anterior figura, en los meses de enero, febrero, agosto, septiembre y diciembre el agua tratada será insuficiente para atender los servicios secundarios y por tanto se debería aumentar el consumo de agua potable. Para evitar esto, se podría utilizar el excedente de agua tratada del mes anterior, previo tratamiento para cuidar su calidad en periodos de inactividad del sistema.

En caso de contarse sólo con la planta de tratamiento, no se recomienda extender el uso de agua tratada más allá de ocho (8) semanas debido a la rápida descomposición que sufriría. Se aclara que de no existir un proceso de purificación, el agua iniciará un proceso de descomposición pasadas 96 horas.

En esta situación la cantidad de agua potable adicional requerida para cubrir parte del requerimiento por riego y sanitarios será de alrededor de 135 m<sup>3</sup>, agua que irá al drenaje. Con estas precisiones se determina la participación de las dos fuentes de agua del sistema mes a mes, tal como se presenta en la Figura 3.14.

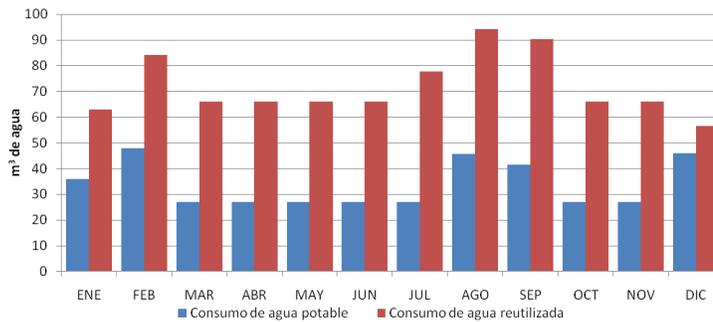


Figura 3.14. Comparación entre el consumo y el auto-aporte potencial del sistema diseñado.

En total, el sistema del complejo E3T demandará alrededor de 400m<sup>3</sup> de agua potable al año y aproximadamente 860m<sup>3</sup> de agua reutilizada, que representan el 32% y el 68%, respectivamente.

Como parte final del balance acuífero, se resalta el impacto que tendrá el sistema de uso racional de agua diseñado sobre el medio ambiente, lo cual es cuantificable a partir de dos factores, el consumo de agua potable y la cantidad de agua que se verterá desde el complejo E3T a la red de alcantarillado de la ciudad. Con el primer factor se revisa la presión realizada sobre las fuentes naturales de agua, y con el segundo, sobre el proceso de tratamiento de purificación adelantado en instalaciones de la CDMB.

Para realizar el análisis planteado, se definieron tres escenarios con base en la existencia o no de las cubiertas verdes y del sistema de uso racional del agua para reducir el consumo de la misma.

El primer escenario describe un proyecto tradicional de la universidad, sin techos verdes y sin elementos ahorradores de agua; el segundo se basa en la existencia de solo las cubiertas verdes; mientras, el tercer escenario describe la proyección establecida para el complejo E3T.

La Figura 3.15 indica la cantidad de agua potable a consumir y de vertimiento al alcantarillado para cada escenario establecido. Los valores globales del tercer escenario permiten apreciar que el consumo de agua potable será aproximadamente una cuarta parte de lo previsto para los escenarios 1 y 2; así mismo, que el vertimiento de agua a las redes de la CDMB se reducirá por encima del 60%.

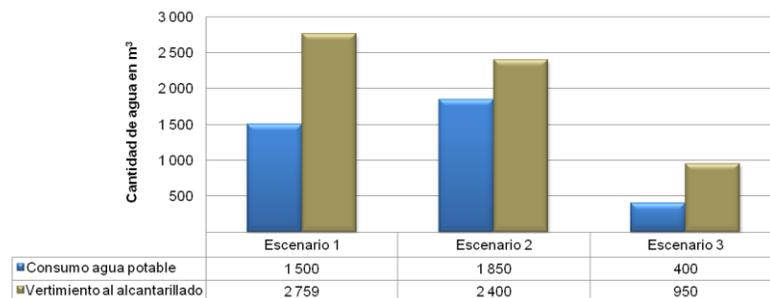


Figura 3.15. Consumo de agua potable y vertimiento de agua a la red alcantarillado según el escenario.

### 3.4.6 Configuración del sistema

Un sistema hidro-sanitario está conformado tradicionalmente por elementos de consumo de agua (lavamanos, lavaplatos, duchas, sanitarios, etc), la red de suministro de agua potable, la red de alcantarillado, la red de desagüe de aguas lluvias, el tanque de almacenamiento de agua potable y las cajas de conexión.

Para el caso del complejo E3T, su configuración se deberá ajustar con el fin de lograr un uso racional del agua, a partir de la inclusión de tanques para la recolección y tratamiento de aguas grises claras y aguas lluvias, la planta de tratamiento para la reutilización de éstas, una disposición de cajas e interconexión de tuberías para direccionar las aguas mencionadas a los tanques de almacenamiento y no a la red de alcantarillado, y también para la alimentación de puntos húmedos con agua tratada (sanitarios y riego).

Otro aspecto importante a considerar es la capacidad de almacenamiento de agua de los tanques, ya que de ésta depende de forma significativa el nivel de ahorro de agua potable.

Sus volúmenes se establecieron a partir de la simulación del comportamiento del sistema con base en el análisis de tres escenarios: mes lluvioso, mes promedio y mes seco. Para ello, se modeló el sistema que se muestra en la Figura 3.16, donde se identifican componentes y flujos. En el Anexo Q se describe la formulación matemática del mismo y se expone el resultado de las simulaciones realizadas.

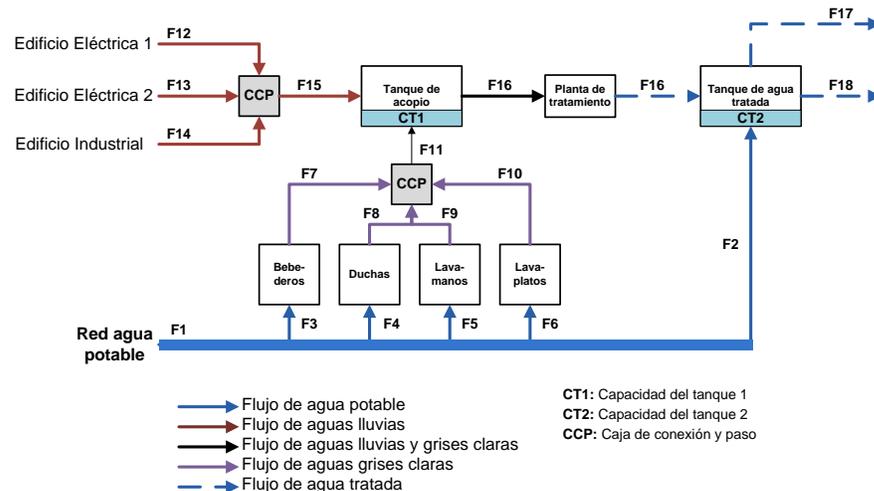


Figura 3.16. Identificación de flujo del sistema hidro-sanitario para el uso racional de la energía en el complejo E3T.

Tal como lo indica esta figura, los servicios sanitarios y de riego se atenderán a partir de las aguas lluvia y grises claras tratadas, almacenadas en el tanque 2. Sin embargo, esto implica que en una condición de sequía, habrá desabastecimiento; por ello, se estableció una conexión de apoyo desde la red de agua potable (flujo 2).

Con base en los resultados obtenidos de la simulación (Anexo Q) se establece que las capacidades de los tanques han de ser 50m<sup>3</sup> (acopio) y 100m<sup>3</sup> (agua

tratada). Adicionalmente, debido al reducido espacio para la ubicación del sistema de tratamiento de aguas en la fase I del proyecto<sup>6</sup>, se consideró pertinente construir en cada edificio un tanque de acopio y un tanque agua tratada.

Para determinar el tamaño de los tanques en el Edificio Eléctrica I se realizó una nueva simulación y a partir de ella se determinó que los tanques tendrán volúmenes de 20m<sup>3</sup> el de acopio y 30m<sup>3</sup> el de aguas tratadas, por lo que en consecuencia, los tanques del Edificio Eléctrica II serán de 30m<sup>3</sup> y 70m<sup>3</sup>, respectivamente.

Otro parámetro a determinar en el sistema es la mínima cantidad de agua que debe ser tratada por día para la correcta operación del sistema. Se encontró que tal valor mínimo a de ser 5 m<sup>3</sup>/día.

Para finalizar, se presenta en la Figura 3.17 la distribución espacial de los componentes y tuberías del sistema. Se aprecia la infraestructura para la recolección de las aguas lluvias de cada edificio y el almacenamiento en tanques en los edificios del complejo E3T.

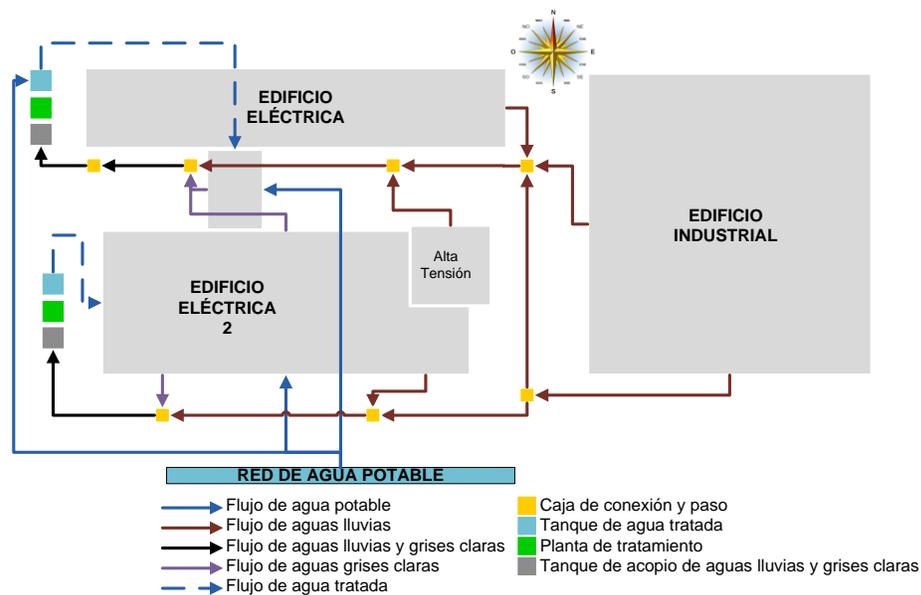


Figura 3.17. Configuración espacial del suministro de agua del complejo E3T.

Por condicionamiento topográfico del terreno y para aprovechamiento de aguas lluvias y grises claras, se ubican los tanques establecidos en la zona occidental del proyecto para realizar la recolección por gravedad.

<sup>6</sup> Reforzamiento estructural y ampliación vertical del Edificio Eléctrica I.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Departamento de Construcción Arquitectónica de la Universidad de Las Palmas de Gran Canaria. Manual ICARO. ISBN: 84-690-0658-3. España. 2006.
- [2] <http://www.worldGBC.com> (consultada 25 de abril de 2011)
- [3] Luckett, Kelly. 2009. Green roof construction and maintenance. s.l.: McGraw Hill, 2009. ISBN 978-0-07-160881-7.
- [4] Nitta, Yoshiteru. Yamagishi, Hideo. Nomura, Takuji. Minabuchi, Kenji. Kondo, Masataka. Hatta, Mikio. Tawada, Yoshihisa. New photovoltaic system exploited by unique characteristics in thin film Si modules. IEEE. 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion. 2003. Japon. 5p.
- [5] Takebayashi, Hideki . Moriyama, Masakazu. Surface heat budget on green roof and high reflection roof for mitigation of urban heat island. ELSEVIER. Building and Environment. 2007. 9p.
- [6] <http://www.adm.ntu.edu.sg/AboutADM/Pages/AboutADM.aspx> (consultada en 25 de abril de 2011)
- [7] <http://www.calhoun.org/page.cfm?p=36> (consultada en 25 de abril de 2011)
- [8] Gernot, Minke. 2010. Techos Verdes. Cali: Merlin, 2010. 9974-49-323-3.
- [9] [http://en.\[9\]pedia.org/\[9\]/Green\\_roof](http://en.[9]pedia.org/[9]/Green_roof) (consultada en 25 de abril de 2011)
- [10] Kosareo, Lisa. Ries, Robert. 2007. Comparative environmental life cycle assessment of green roofs. s.l. : ELSEVIER. Building and Environment, 2007. págs. 2606-2613. Vol. 42.
- [11] Sailor, D.J. A green roof model for building energy simulation programs. ELSEVIER. Energy and Building. 2008. 13p.
- [12] <http://www.greenroofblocks.com/greenroofblocks.html> (consultada en 25 de abril de 2011)
- [13] <http://www.greenpaks.com/> (Consultada en 25 de abril de 2011)
- [14] Alexandri, Eleftheria. Jones, Phil. 2008. Temperature decreases in an urban canyon due to green walls and green roofs in diverse climates. s.l. : ELSEVIER. Building and Environment, 2008. págs. 480-493. Vol. 43.
- [15] Yamada, Hiroyuki. 2003. Consider the Heat Island Phenomenon from the Viewpoint of Urban Greenery. Japan: Environmental Information Science, 2003, Vol. 32, págs. 28-31.
- [16] <http://www.metaefficient.com/archives/architecture-and-building/amazing-green-building-the-acros-fukuoka.html> (consultada en 25 de abril de 2011)

## 4. RECOMENDACIONES PARA EL APROVECHAMIENTO DE ILUMINACIÓN Y VENTILACIÓN NATURALES

---

En este capítulo se establece el potencial de radiación solar y luz natural incidente sobre la edificación, de acuerdo al comportamiento solar y composición volumétrica de la edificación. Con base en la información obtenida, se proceden a establecer recomendaciones sobre los sistemas de iluminación y ventilación naturales para su consideración en la etapa de diseños del Edificio Eléctrica II.

### 4.1 RECOMENDACIONES PARA EL APROVECHAMIENTO DE LA ILUMINACIÓN NATURAL

Con base en las generalidades mencionadas en el Anexo R, se establecieron las siguientes recomendaciones:

- Aprovechar la luz natural en las cuatro (4) fachadas para la iluminación de los espacios interiores a partir de ventanas.
- Evitar al máximo la radiación solar directa sobre los ventanales de las fachadas a partir de parasoles horizontales.
- Considerar como escenario de diseño la condición de cielo cubierto.
- Aprovechar la iluminación cenital.
- Orientar la edificación de este a oeste en su parte más alargada y con las fachadas norte y sur perpendiculares a sus respectivos puntos cardinales.

Para dar concepto favorable a las recomendaciones N° 1, 2 y 3, inicialmente se realizó la cuantificación del nivel de obstrucción circundante y de la radiación de

cielo cubierto potencial; con base en ello, se determinó el comportamiento de la iluminación natural al interior de los espacios.

En cuanto al aprovechamiento de la iluminación cenital, se analizó el potencial de los tubos solares. Con respecto a la orientación de la edificación, se tiene que el lote existente se dispone de conformidad a lo recomendado.

#### 4.1.1 Cuantificación del nivel de obstrucción circundante

Se debe iniciar con el cálculo del nivel de obstrucción de las edificaciones y arborización circundante; dado que éstas reducen la radiación difusa y la radiación reflejada, y en consecuencia, el potencial de luz natural incidente en las fachadas. La Figura 4.1 muestra el planteamiento metodológico para el cálculo de estos niveles.

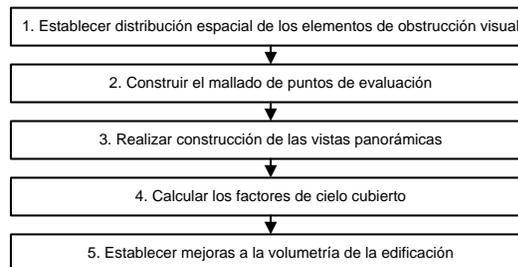


Figura 4.1. Procedimiento para el cálculo del nivel de obstrucción de la iluminación natural en condiciones de cielo cubierto en una fachada.

#### Distribución espacial

Se identificaron edificaciones y arborización de potencial obstrucción de la iluminación natural para cada una de las fachadas, tal como se muestra en la Figura 4.2.

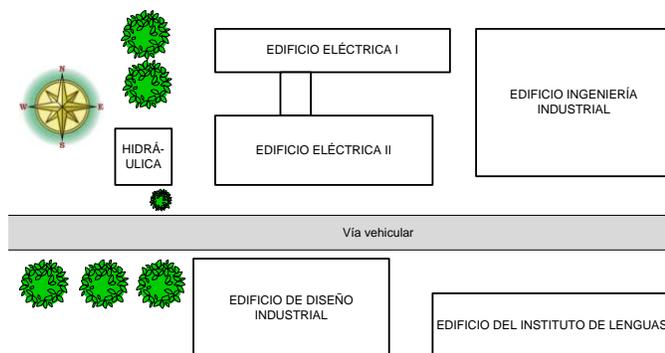


Figura 4.2. Representación espacial del área circundante al lote del Edificio Eléctrica II.

El lote del Edificio Eléctrica II cuenta con un área de aproximadamente 800m<sup>2</sup>, de 50m de largo y 16 m de ancho. Se proyecta en 4 pisos, por lo que su área construida estará cercana a los 3 200m<sup>2</sup>.

Se aprecian que las obstrucciones más importantes en las fachadas Este y Norte son el Edificio de Ingeniería Industrial y el Edificio Eléctrica I, respectivamente. Así mismo, que en la parte alta de la fachada Oeste existirá una profunda penetración de la radiación solar al finalizar la tarde; caso menos crítico para la fachada Este en las horas tempranas de la mañana, debido a la presencia de Edificio de Ingeniería Industrial.

### **Malla de evaluación**

Se estableció un mallado en la envolvente volumétrica de la edificación de doce (12) puntos por fachada, al considerar los cuatro (4) pisos y tres ejes (3) de evaluación. Esto permite apreciar la afectación de las obstrucciones de manera integral en cada fachada. La Figura 4.3 muestra la malla de evaluación.

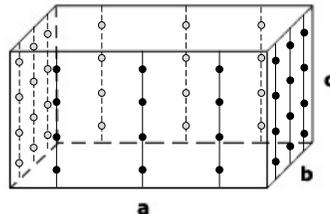


Figura 4.3. Mallado en la envolvente de la edificación.

### **Vistas panorámicas**

Para determinar la obstrucción de la radiación solar que un elemento genera sobre un punto específico, se precisa de una vista panorámica de todo el entorno visible desde el punto evaluado. Dicha toma no es de tipo cartesiano, sino esférico.

La vista panorámica desde la fachada Oeste es mostrada en la Figura 4.4. De manera horizontal, se aprecia la variación para cada eje de evaluación, y de igual forma por piso. El Anexo S muestra la visión panorámica por fachada.

La silueta azul representa el Edificio de Hidráulica y la arborización a sus costados, de 7 m a 10 m de altura. Para el primer piso en el punto medio, se tiene que la obstrucción se da entre -60° y 75° en la horizontal y con una altura cercana a los 30°. Se aprecia como para los pisos 3 y 4 no habrá obstrucción panorámica.

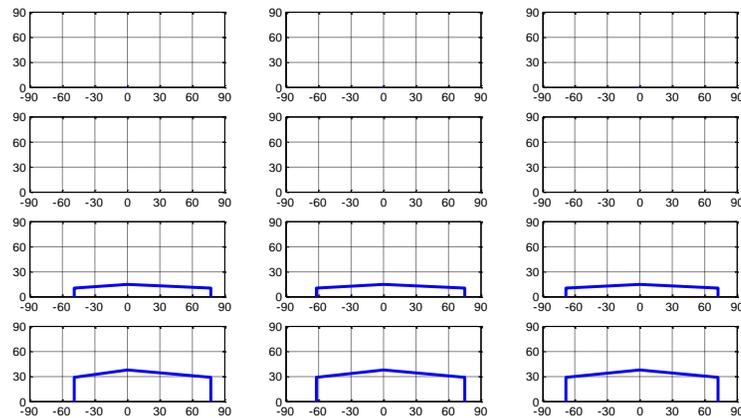


Figura 4.4. Vista panorámica para desde la fachada oeste.

### **Factores de cielo cubierto disponible**

Se desea que la iluminación natural al interior de un espacio provenga sólo de la radiación difusa y la radiación reflejada; tal condición se denomina cielo cubierto.

Los factores de cielo cubierto disponible indican porcentualmente la cantidad de radiación difusa y reflejada que puede incidir en un punto determinado de evaluación. Su valor decrecerá por la existencia de obstrucciones.

Este factor es el complemento del factor de penalización que indica en porcentaje la cantidad cielo cubierto que se pierde. Este último se determinó a partir de las vistas panorámicas de obstrucción, y se presenta en el Anexo R.

Las tablas 4.1 y 4.2 presentan los factores mencionados para el caso de la fachada oeste. Se aprecia una pérdida de la mitad de iluminación natural para el primer piso y de 20% para el segundo. Los dos niveles superiores recibirán el total de iluminación natural disponible, a menos que en un futuro haya un desarrollo constructivo vertical de varios pisos en lote del Edificio de Hidráulica.

Tabla 4.1. Factores de obstrucción o penalización de la fachada oeste por la obstrucción de la panorámica.

PISO	A	B	C	PROMEDIO
4	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
3	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2	17,5%	18,7%	19,1%	18,4%
1	45,3%	48,5%	49,4%	47,7%

Tabla 4.2. Factores de cielo cubierto disponible de la fachada oeste.

PISO	A	B	C	PROMEDIO
4	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
3	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
2	82,5%	81,3%	80,9%	81,6%
1	54,7%	51,5%	50,6%	52,3%

La Tabla 4.3 presenta los valores de los factores de cielo cubierto valores promedio y por piso de las cuatro fachadas. En general, se aprecia una obstrucción importante para los pisos 1 y 2 debido a que existen elementos en las cuatro direcciones de 10 m de altura o más, y la mayoría de éstos se encuentran a una distancia menor de 15 m de las fachadas.

Tabla 4.3. Factores de cielo cubierto disponible.

PISO	ESTE	OESTE	NORTE	SUR	PROMEDIO
4	82,5%	100,0%	82,3%	100,0%	91,2%
3	71,5%	100,0%	58,8%	94,2%	81,1%
2	63,3%	81,6%	42,8%	79,5%	66,8%
1	57,4%	52,3%	31,7%	67,2%	52,2%

### Mejoras volumétricas

Al considerar el bajo factor de cielo cubierto para la fachada noche en los pisos 1, 2 y 3, se propone realizar un corrimiento de la fachada norte de forma escalonada, tal como se muestra en las figuras 3.7 y 3.8 del capítulo 3. El corrimiento considerado es de 1,5 m por nivel. Los factores de cielo cubierto para esta condición se muestran en la Tabla 4.4.

Tabla 4.4. Factores de cielo cubierto disponible modificados.

PISO	ESTE	OESTE	NORTE	SUR	PROMEDIO
4	82,5%	100,0%	89,1%	100,0%	92,9%
3	71,5%	100,0%	68,2%	94,2%	83,5%
2	63,3%	81,6%	47,7%	79,5%	68,0%
1	57,4%	52,3%	31,7%	67,2%	52,2%

#### 4.1.2 Radiación solar de cielo cubierto potencial

De manera simultánea al cálculo de los factores de cielo cubierto, se cuantificó la radiación de cielo cubierto para cada fachada. La Figura 4.5 muestra el planteamiento metodológico para el cálculo de estos niveles.

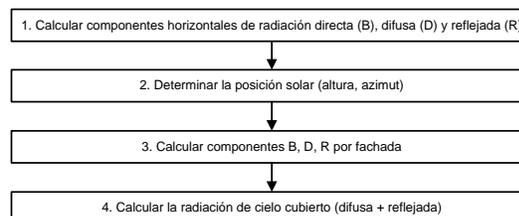


Figura 4.5. Procedimiento para el cálculo de la radiación de cielo cubierto potencial.

Con el fin de considerar la variación de la posición solar a lo largo del año, se calculó la radiación solar de cielo cubierto potencial a partir del análisis del comportamiento solar de los días 21 de cada mes. Se tomó este día en particular,

dado que los solsticios de verano e invierno ocurren el 21 de junio y el 21 de diciembre, respectivamente.

### Cálculo de la componente de radiación solar global

La radiación solar global se mide para una superficie horizontal, como la terraza de una edificación. Está conformada por las componentes radiación horizontal directa y radiación horizontal difusa, a partir de las cuales, puede calcularse la radiación incidente en las fachadas según la posición solar.

La Figura 4.6 muestra el comportamiento horario de estas componentes para los meses de abril y diciembre. Para el análisis realizado se consideró la radiación solar promedio para la ciudad de Bucaramanga.

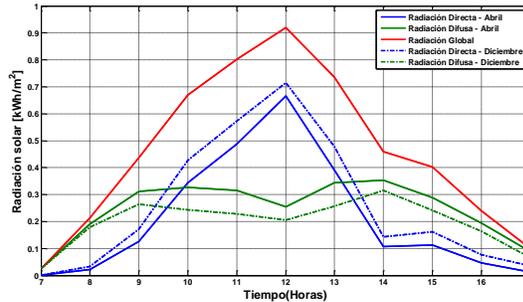


Figura 4.6. Comportamiento horario de las componentes de radiación solar para los meses de abril y diciembre.

Se aprecia como para una misma radiación solar global, el comportamiento de las componentes varía a lo largo del año. El Anexo T presenta la fundamentación matemática para cálculo.

El cálculo de las componentes directa y difusa se estableció para determinar la radiación incidente de cada fachada, tal como se muestra en la Figura 4.7. Es notoria la variabilidad de la radiación incidente en las fachadas norte y sur según el mes del año, caso contrario de lo que sucede en las fachadas este y oeste.

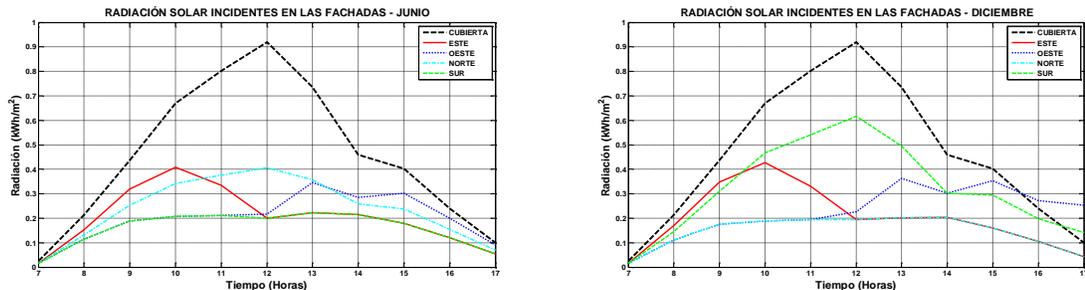
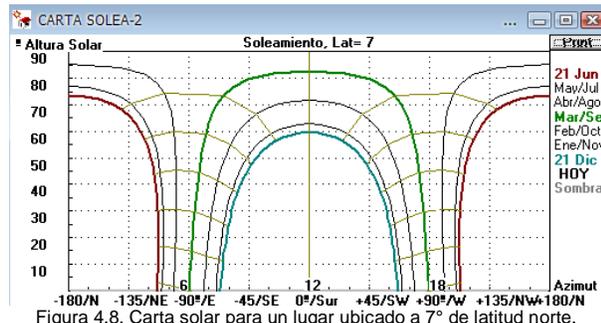


Figura 4.7. Radiación incidente por fachada para los meses de junio y diciembre.

### **Cálculo de la posición solar**

La posición del Sol se describe a partir de la altura solar<sup>7</sup> y el azimut solar<sup>8</sup>, y se presenta gráficamente en una carta solar, como la muestra en la Figura 4.8 para el caso de la ciudad de Bucaramanga. El Anexo T presenta los datos horarios por mes de la posición solar.



De la interpretación de la carta solar para Bucaramanga, se encuentra que siete (7) meses del año, de septiembre a marzo, el Sol se mueve de este a oeste por el hemisferio sur, y los meses restantes, de abril a agosto, por el hemisferio norte.

Tal variabilidad indica que durante los meses señalados anteriormente, la fachada correspondiente al hemisferio de movilidad recibe radiación solar directa. Es así como, durante el mes de diciembre incide radiación solar directa sobre la fachada sur, mientras en la fachada norte sólo incidirá radiación difusa y reflejada.

Así mismo, para cada día del año la altura solar y el azimut variarán; por ello, es un error definir una estrategia de iluminación natural y de protección sin considerar los sucesos en un periodo anual.

### **Cálculo de la componente de radiación solar incidente por fachada**

La radiación solar incidente sobre cada fachada varía a lo largo del año, tal como se muestra en la Figura 4.9. Se aprecia como la suma de las componentes de radiación reflejada y radiación difusa presentan un comportamiento cuasi estable, lo cual es favorable para un sistema de iluminación natural.

<sup>7</sup> La *altura solar* (h) indica la elevación del haz de radiación solar directa (HRSD), se mide entre el HRSD y su proyección sobre el plano horizontal de referencia.

<sup>8</sup> El *azimut solar* (Az) es el ángulo que indica la orientación del HRSD, se mide entre su proyección sobre el plano horizontal de referencia y el eje del punto cardinal sur, según el sentido horario.

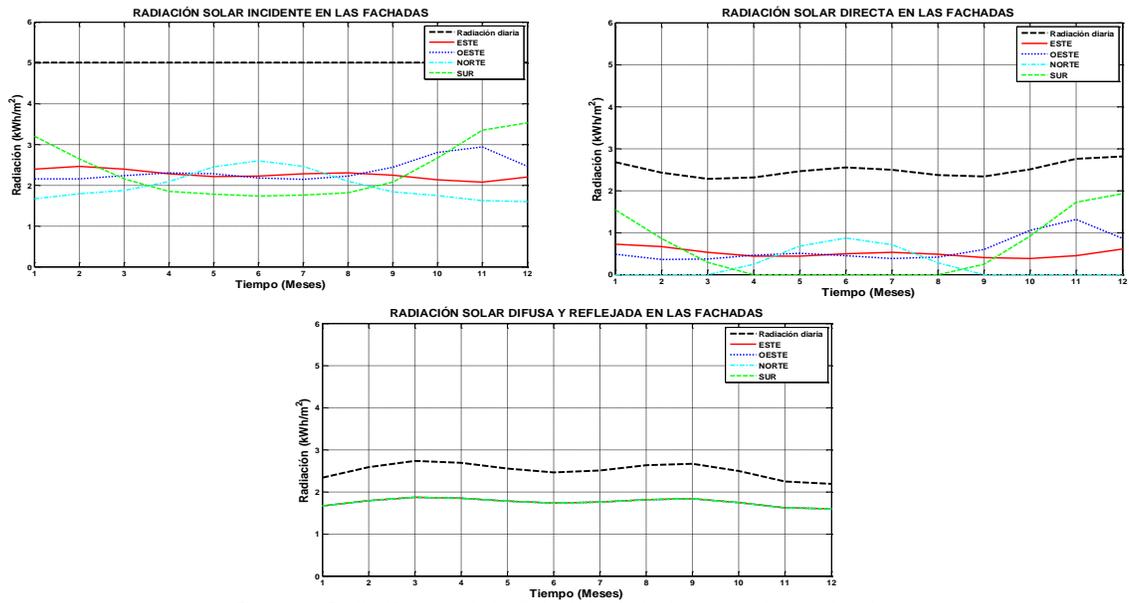


Figura 4.9. Radiación acumulada diaria de las fachadas para cada mes del año.

### Cálculo de la radiación cielo cubierto

La Figura 4.10 muestra la condición de cielo cubierto, que corresponde a las radiaciones difusa y reflejada, y que es igual para las cuatro fachadas. Se encontró que su comportamiento no varía según el mes del año, aunque si describe una tendencia de un semiciclo de una onda sinusoidal durante el periodo de horas sol en un día. Alcanza un valor de 200 kW/m<sup>2</sup> de 9am a 3pm y permanece estable, lo cual favorece de manera significativa la uniformidad de la iluminación natural a lo largo del año.

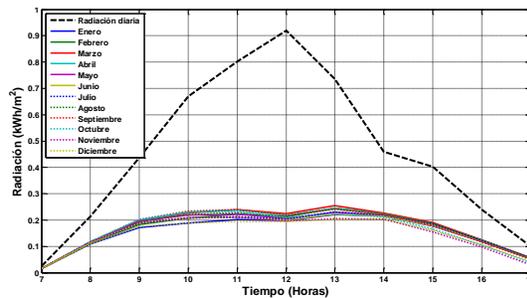


Figura 4.10. Comportamiento horario de las componentes radiación difusa y radiación reflejada.

### 4.1.3 Potencial de iluminación natural en espacios interiores

A partir de la determinación de la radiación solar para la condición cielo cubierto, se procede a evaluar el potencial de iluminación natural en cada fachada

por piso, y analizar el tipo de ventana y parasol a utilizarse. La Figura 4.11 muestra el planteamiento metodológico desarrollado.

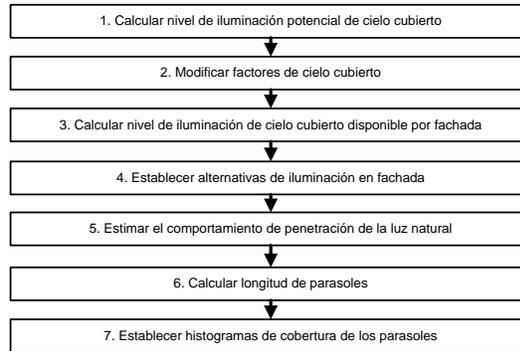


Figura 4.11. Procedimiento para la definición del tipo de ventana y parasol.

### Nivel de iluminación potencial de cielo cubierto

El nivel potencial de iluminación se determina a partir de la radiación de cielo cubierto, al considerar un watt de radiación solar equivale a 115 lux. La Figura 4.12 indica que sobrepasa los 10 000 lux durante la mayor parte del periodo de tiempo analizado.

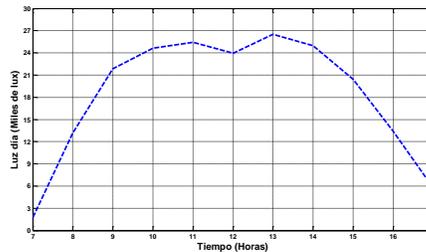


Figura 4.12. Nivel de iluminación potencial de cielo cubierto.

### Factores de cielo cubierto modificados

Para determinar el nivel de iluminación disponible por piso para cada fachada, se deben considerar los factores de cielo cubierto y la reducción de iluminación natural debida a los parasoles horizontales que se ubicarán en la parte superior de la ventanería. Para este caso, se asumió un decremento promedio de 15%, con lo cual se consideran parasoles de uno a dos metros de longitud. La Tabla 4.5 presenta los nuevos factores de cielo cubierto.

Tabla 4.5. Factores de cielo cubierto modificados.

PISO	ESTE	OESTE	NORTE	SUR	PROMEDIO
4	67,5%	85,0%	74,1%	85,0%	77,9%
3	56,5%	85,0%	53,2%	79,2%	78,5%
2	48,3%	66,6%	32,7%	64,5%	53,0%
1	42,4%	37,3%	16,7%	52,2%	37,2%

### Nivel de iluminación disponible de cielo cubierto

El nivel de iluminación disponible por fachada y por piso se determina al considerar la afectación de parasoles y obstrucciones sobre el nivel de iluminación natural potencial; la Figura 4.13 describe su comportamiento.

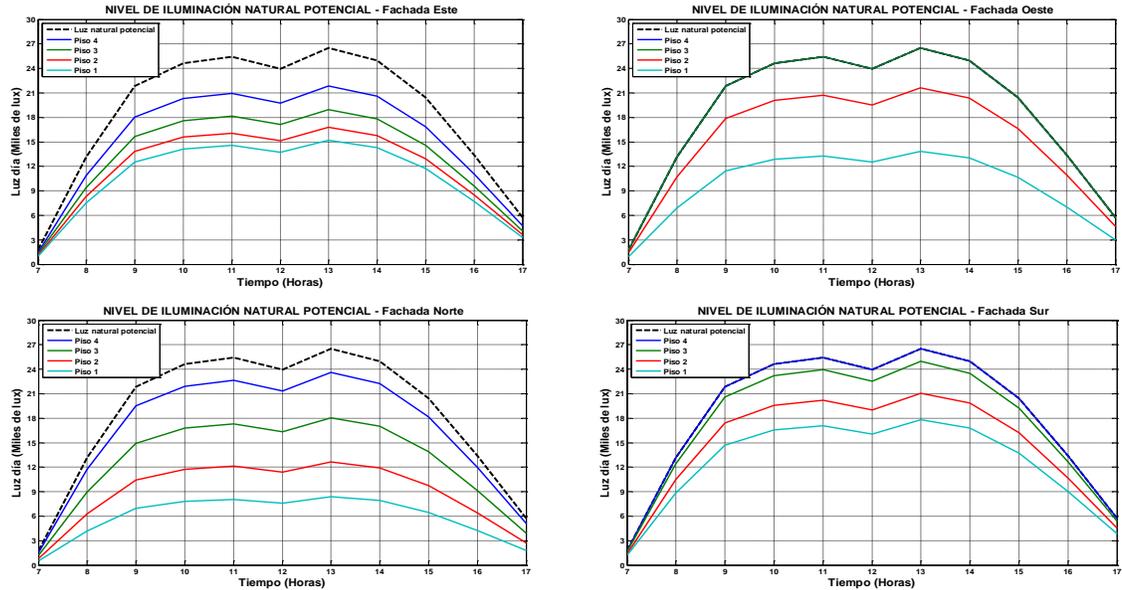


Figura 4.13. Nivel de iluminación disponible por piso y por fachada.

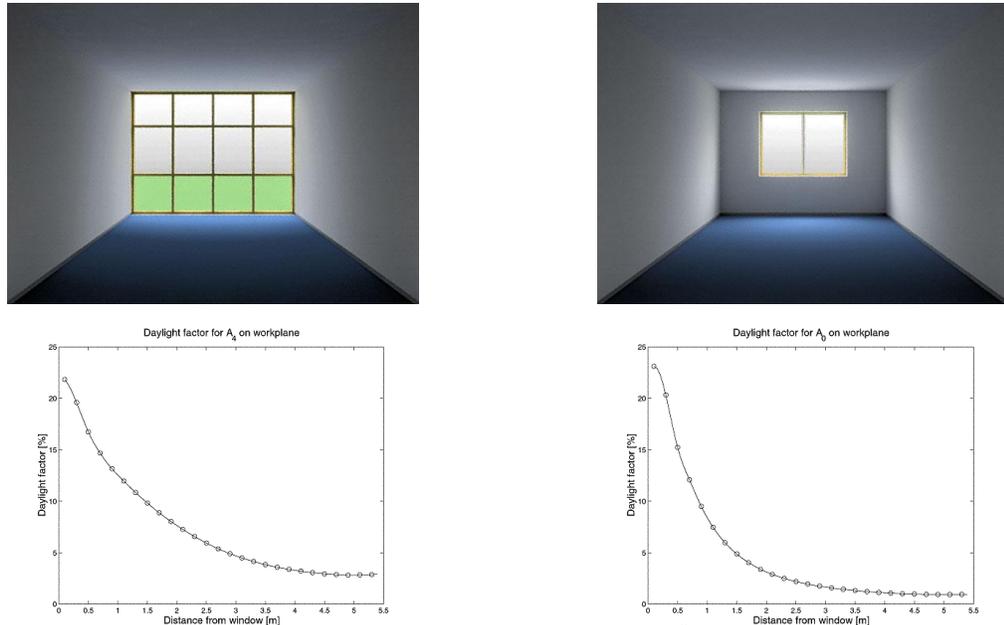


Figura 4.14. Tipos de ventana considerados<sup>9</sup>.

<sup>9</sup> Información tomada de [http://sts.bwk.tue.nl/daylight/varbook/comp\\_place.html](http://sts.bwk.tue.nl/daylight/varbook/comp_place.html)

### Alternativa de iluminación natural

Se consideraron dos alternativas de ventanería de iluminación natural para las fachadas, según su área efectiva, tal como se muestran en la Figura 4.14. Las curvas indican el comportamiento de penetración de la luz día en función del porcentaje de iluminación natural disponible para el escenario de cielo cubierto.

Las dos opciones presentan un rápido decrecimiento en la intensidad del nivel de iluminación a medida que se distancian de la ventana. Además, el nivel de iluminación se reduce en casi un 80% en la parte posterior de la ventanería para ambas alternativas, lo cual se debe a la reducción drástica del panorama visible, y no al factor de transmitancia del vidriado.

### Comportamiento de iluminación natural al interior de los espacios

La Figura 4.15 presenta el nivel de penetración de la iluminación natural a los espacios. Se analiza su comportamiento por fachada y por piso, y a partir de tres escenarios horarios de iluminación natural: (1) 8 a.m. y 4 p.m., (2) 9 a.m. a 3 p.m. y (3) 5 p.m., con el fin de apreciar la variación de iluminación a lo largo de un día.

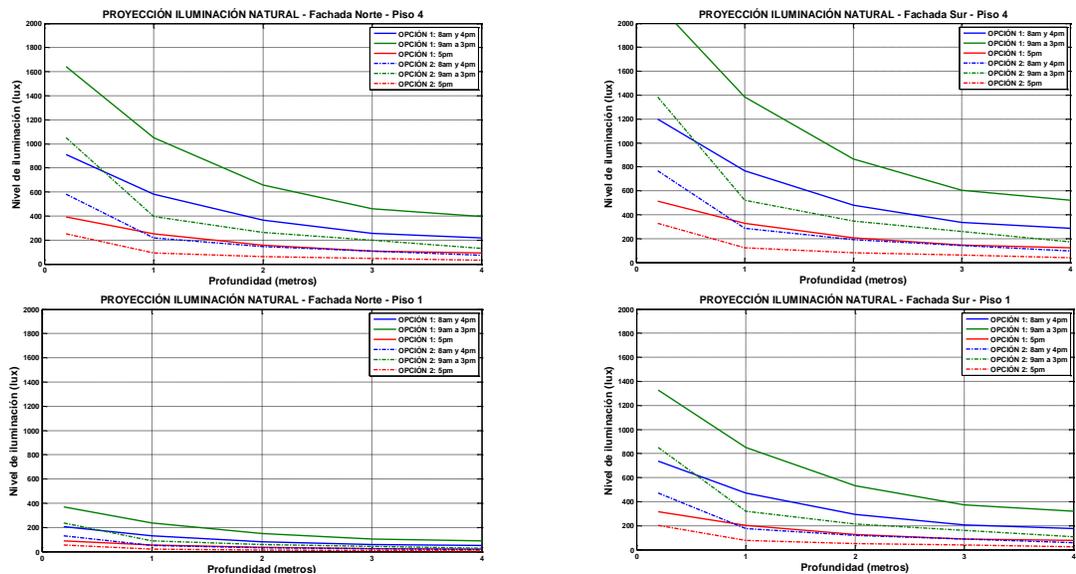


Figura 4.15. Nivel de penetración de la iluminación natural.

En general, se aprecia que la opción de ventanería piso-techo (opción N°1) permite alcanzar niveles de iluminación representativos en función de la exigencia de los espacios. Se debe tener en cuenta, que los espacios predominantes serán laboratorios y oficinas para profesores, y en consecuencia, se deberá garantizar

iluminancias de 1000 lux y 300 lux, respectivamente. El Anexo U presenta el planteamiento completo de los resultados obtenidos.

### **Longitud de parasoles**

Se analizaron dos tipos de parasol, doble y sencillo; el primero, consiste en dos superficies horizontales, una ubicada en la parte superior de la ventaneria, y otra a media altura. Mientras el parasol sencillo, se ubica sólo en la parte superior, tal como se muestra en la Figura 4.16.



Figura 4.16. Parasol tipo horizontal<sup>10</sup>.

Dado que la prolongación del parasol es un aspecto estético de significativa relevancia en el lenguaje compositivo de una edificación, se realizó un análisis de su efectividad en función de la longitud. Para ello, se debió determinar el porcentaje de horas sol incidentes controladas sobre la fachada para un tipo de parasol de determinada longitud, tal como lo muestra la Figura 4.17. Es preciso aclarar que debido a los ángulos de incidencia de la radiación solar durante ciertas horas de día, no es viable un control total sobre esta variable.

---

<sup>10</sup> Tomado de <http://www.archiexpo.com/prod/efco/daylight-systems-with-solar-protections-51651-479035.html> (Consultado 25 de junio de 2011)

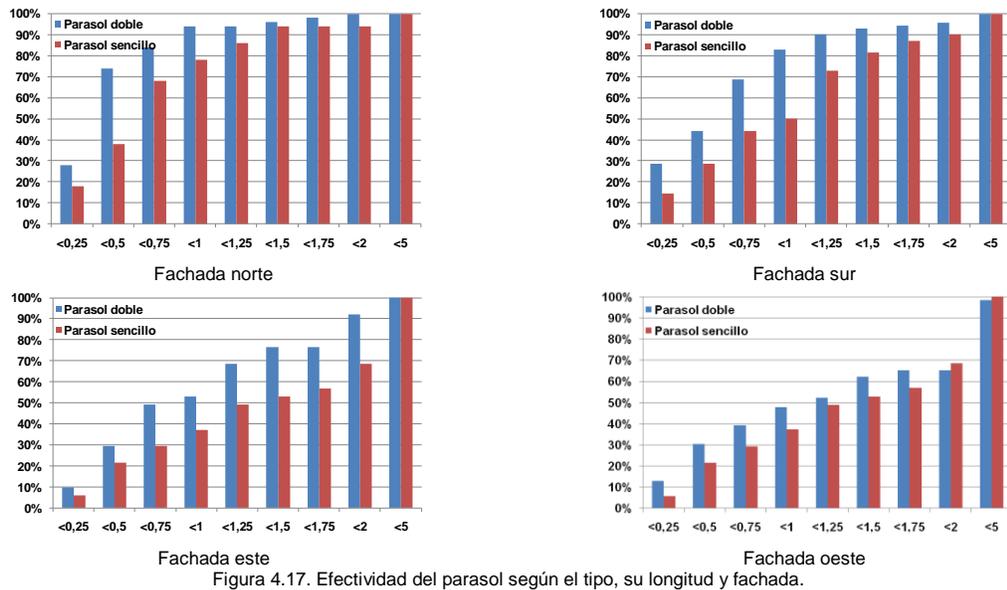


Figura 4.17. Efectividad del parasol según el tipo, su longitud y fachada.

Se considera que en las fachadas este y oeste deben ser utilizados parasoles dobles de 1,5 m de longitud; mientras en la fachada sur, parasoles dobles de 1 m, para generar la menor afectación a la fachada principal de la edificación.

En el caso de la fachada norte, se recomienda el uso de parasoles sencillos de un metro de longitud para los pisos 3 y 4. En caso de los pisos inferiores, dada la fuerte obstrucción presente, se debe omitir el uso de parasoles.

#### 4.1.4 Tubos solares

Esta tecnología está diseñada para introducir la luz solar cenital a espacios interiores a partir de tubos de aluminio 99% reflectantes que pueden prolongarse verticalmente hasta 12 metros. Estos sistemas vienen equipados para filtrar los rayos UV, minimizar la transferencia de calor y regular la cantidad de luz entrante a partir de dimmers [1]. La Figura 4.18 presenta las partes y sus funciones.



Figura 4.18. Partes y funciones de un tubo solar [1].

### **Diseño de un sistema de iluminación con tubos solares para el Edificio Eléctrica I**

Con el fin de apreciar su posible impacto, se diseñó un sistema de iluminación natural con tubos solares para las dos cubiertas del Edificio Eléctrica I. Constará de un total de 23 tubos, distribuidos de conformidad a lo mostrado en la Tabla 4.6. En total, se generará un ahorro energético de 7,6 MWh, al considerar su significativo aporte de 9 a.m. a 4 p.m. Su distribución espacial e integración con otras aplicaciones se presenta en el Anexo N.

Tabla 4.6. Distribución de los tubos solares por espacio.

ESPACIO	ÁREA (m <sup>2</sup> )	PISO	TUBOS SOLARES			NIVEL DE ILUMINACIÓN (lux)
			Diámetro		TOTAL	
			25cm	35cm		
Sede Rama IEEE	50	4	-	3	300-500	
Salón audiovisual	70	4	-	6		
Administración	300	5	6	8		14

La Figura 4.19 muestra cómo los tubos solares satisfacen el nivel de iluminación tanto del aula audiovisual como de la sede estudiantil (>300lux). En caso de ser necesario, el sistema regulará la entrada de radiación solar, sea por exceso de iluminación o por necesidad de oscurecer el espacio para una presentación.

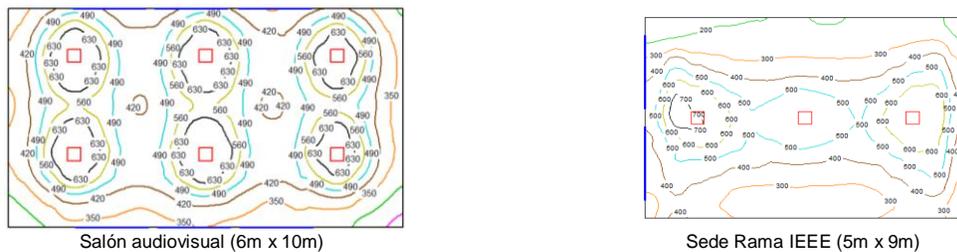


Figura 4.19. Nivel de iluminación natural.

Es preciso mencionar que debido a la variabilidad de la iluminación natural durante el día y a su baja intensidad a primeras horas de la mañana y horas finales de la tarde, se configuró la estructura del sistema inmóvil del Edificio Eléctrica I, para garantizar un funcionamiento auxiliar por parte del sistema de iluminación artificial, el cual actuará de manera gradual, según sea el requerimiento, con el fin de satisfacer el mínimo nivel de iluminación del espacio.

#### **4.1.5 Transparencia del vidriado**

Para el caso del Edificio Eléctrica II, se recomienda el uso de vidriado con al menos 70% de nivel de transmitancia que garantice una iluminación tipo luz sol (amarilla).

Dado que se busca proteger la ventanería de la radiación solar incidente a partir de parasoles horizontales, se considera innecesaria la selección de vidriado con características técnicas de protección al deslumbramiento, de oscurecimiento inteligente o de bajo nivel de transferencia de calor, ya que requieren una mayor inversión.

## 4.2 RECOMENDACIONES PARA EL APROVECHAMIENTO DE LA VENTILACIÓN NATURAL

Las fuentes de calor que calientan el aire en un recinto en general son: (1) Radiación solar por incidencia directa y/o por acumulación de calor en la estructura, (2) Personas y (3) Equipo electrónico.

Para el caso del Edificio Eléctrica II, la estrategia de iluminación natural a partir de la condición de cielo cubierto, que restringe de manera significativa la radiación directa incidente sobre las fachadas, reduce la carga térmica a ser atendida de la edificación, ya que no habrá calentamiento inmediato del aire al interior de la edificación y se mitigará la intensidad de la inercia térmica en horas de la tarde.

A continuación se describen recomendaciones a tener en cuenta para el diseño de un sistema de ventilación natural. Se mencionan aspectos térmicos sobre la edificación a fin de precisar consideraciones a tener en cuenta en el diseño del Edificio Eléctrica II.

### 4.2.1 Consideraciones sobre aspectos térmicos de la edificación

La Tabla 4.7 muestra la carga térmica de cada espacio a partir del cálculo de calor inercial y calor variable, que se determinan en función del área y de la cantidad de personas, respectivamente.

Tabla 4.7. Descripción de características de los espacios en el Edificio Eléctrica II.

	ESPACIO	ÁREA (m <sup>2</sup> )	CAPACIDAD (PERSONAS)	CARGA TÉRMICA (TR)	AIRE ACOND.
1	Lab. Uso Racional de la Energía y Energías Renovables	180	30	11,88	-
2	Lab. Metrología (Laboratorio docente)	100	30	7,4	-
3	Lab. Metrología (servicio de calibración)	70	4	4,16	Si. Todo el tiempo
4	Lab. Calidad de la Energía	120	30	8,52	-
5	Lab. Operación de Sistemas de Potencia	130	30	9,08	-
6	Lab. Instalaciones eléctricas, iluminación y domótica	90	30	6,84	-
7	Lab. Automatización, instr. y control	180	48	12,96	-
8	Lab. Modelado, Simulación y Computación de Alto Rendimiento	110	30	7,96	Si. Controlado por el sist. Inmótico
9	Lab. Comunicaciones y Medios de Transmisión	90	30	6,84	-
10	Lab. Diseño de circuitos integrados	70	20	5,12	-

Capítulo 4. Recomendaciones para el aprovechamiento de iluminación y ventilación naturales.

11	Lab. Sistemas empotrados y distribuidos	90	30	6,84	-
12	Lab. Redes de Computación	90	30	6,84	-
13	Lab. Dispositivos Electrónicos	90	30	6,84	-
14	Lab. Máquinas Eléctricas	150	30	10,2	-
15	Lab. Alta Tensión	250	30	15,8	-
16	Oficina de profesores (40)	40*10 = 400	40*1 = 40	27,2	Si. Controlado por el sist. Inmótico
17	Mini-gimnasio	60	18	4,44	-
18	Cafetería	70	40	6,32	-
19	Aula máxima	200	150	20,2	Si. Controlado por el sist. Inmótico

La carga térmica se determinó como la suma del calor inercial y el calor variable; el primero, considera un factor de 0,056 toneladas de refrigeración por metro cuadrado; mientras, el calor variable un factor de 0,060 toneladas de refrigeración por persona<sup>11</sup>.

Se aprecia que sólo cuatro de los espacios listados requerirá un sistema de aire acondicionado debido a la necesidad de mantener unas condiciones de temperatura y humedad para el correcto funcionamiento de dispositivos electrónicos y la exigencia manifiesta del personal docente.

Con base en el análisis de las condiciones en sitio, como la no existencia de viento en el lote de interés dado que el Edificio Eléctrica I obstruye su movilidad, a que la temperatura del aire oscila entre 24°C y 27°C mayormente, a que la humedad relativa se mantiene sobre 80%; se establecen las siguientes recomendaciones relacionadas con la ventilación natural de la edificación:

*Garantizar la extracción del aire caliente de cada recinto a partir del uso de extractores en la parte superior de las partes, ya que el aire al calentarse es menos denso y se acumulará en la parte superior del espacio.*

*Renovar el aire del recinto al menos seis (6) veces por hora, para lo cual deberá calcularse un número de extractores en función del volumen del espacio. Se deben elegir extractores con un nivel de ruido no superior a 38dB, que en general pueden evacuar 250m<sup>3</sup>/h.*

*Utilizar medios de iluminación cenital como los tubos solares que no transfieran calor al interior de los espacios. Se debe evitar el uso de claraboyas y tejas termoacústicas.*

*Ubicar unos o dos patios al interior de la edificación con el fin de facilitar la salida masiva de aire caliente, lo cual generará una renovación forzada de aire por*

<sup>11</sup> Datos establecidos a partir de los diseños de climatización para edificaciones en la Universidad Industrial de Santander.

*baja presión desde el primer nivel. Adicionalmente, tales patios servirán como cuerpos de luz natural a espacios lejanos de las fachadas.*

*Diseñar las paredes exteriores y de pasillo de los laboratorios de manera que permitan el flujo libre del aire, a partir de superficies caladas. Dado que la fachada se propone mayormente vidriada, se pueden dejar vanos a lo largo y huecos en toda la parte superior de la ventanería piso-techo, entre 20 cm y 50 cm del techo.*

*Garantizar la integración entre la ventilación natural y el sistema de aire acondicionado a partir del sistema inmóvil de la edificación, de manera que su funcionamiento sea inteligente y no manual.*

*Diseñar los pisos con una altura efectiva entre 3,0 y 3,5 m de altura.*

*Utilizar el sistema de pozos canadienses para reducir la temperatura del aire entrante a recintos ubicados en los dos primeros niveles de la edificación. Tal aire entrante hará que el aire existente se desplace a la parte superior del espacio y allí será evacuado por los medios de extracción y/o será empujado por el volumen del aire entrante.*

#### **4.2.2 Pozos canadienses**

A continuación se presenta la tecnología denominada pozos canadienses. Como aplicación puntual, se estableció un sistema para atender el 60% del área del primer piso del Edificio Eléctrica I (300 m<sup>2</sup>), a partir de once (11) entradas con tubos PVC de 25 cm de diámetro enterrados a tres (3) metros de profundidad.

#### **Generalidades del sistema**

Los pozos canadienses son también conocidos como BPS (*Buried Pipes System*), EAHX (*Earth-air heat exchanger*) [2] o GHE (*Ground heat exchanger*) [3], [4]. Esta tecnología es clasificada como de cero emisiones [2], [3], [5].

Su principio de funcionamiento consiste en el aprovechamiento de la diferencia entre las temperaturas del aire a temperatura ambiente y del terreno en torno a una edificación. El aire será calentarlo o enfriarlo cuando circule por el interior de un sistema de tubos debido a un intercambio de calor con el terreno, gran sumidero térmico [6], [7].

Permite la creación de microclimas al interior de las edificaciones [8]. Según [9] y [10], tienen vidas útiles de hasta 50 años y pueden generar en algunos casos

ahorros del 100%. Su uso se ha incrementado desde 1990 en edificaciones modernas, principalmente en Europa [6].

### Características del sistema

El éxito del sistema depende de la correcta definición de las características del tubo y del suelo y de la configuración del sistema [9]. Los aspectos relacionados se presentan en la Figura 4.20.

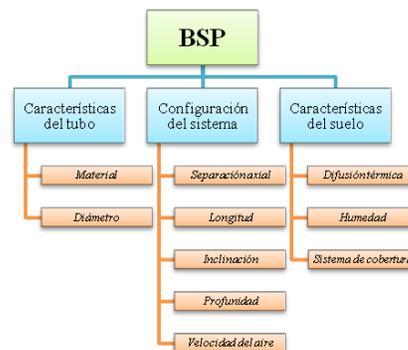


Figura 4.20. Características del sistema BSP.

Actualmente, se encuentran sistemas de aplicaciones variadas y de gran capacidad de climatización. La Tabla 4.8 presenta valores tipo de las características de diseño.

Tabla 4.8. Rango de los aspectos descriptivos de un sistema de tubos enterrados.

Características		Rango
Longitud	m	10-100
Profundidad	m	0,5-5,0
Separación axial	m	0,3-3,0
Diámetro de la tubería	m	0,1-0,6
Velocidad del aire	m/s	0,2-10,0
Renovaciones de aire por hora	-	3-6
Caudal por tubo	m <sup>3</sup> /h	300-2 000
Número de tubos	-	1-50
Superficie de intercambio	m <sup>2</sup>	5-1 000
Material de los tubos	-	PVC, PPRC, hormigón, Aluminio
Niveles de la edificación	-	1-5
Carga térmica atendida	MJ/m <sup>2</sup>	100-150
Reducción de la temperatura del aire	°C	5 → T <sub>aire_exterior</sub> = 20°C 15 → T <sub>aire_exterior</sub> = 35°C

La mayoría de sistemas utilizan tubería PVC especial, debido a su alta resistencia mecánica a la compresión, costo relativamente bajo y efectividad similar a la tubería de aluminio, según la monitorización realizada en sistemas reales [4].

La configuración típica del sistema se basa en la instalación de una serie de tubos en paralelo en posición horizontal. Debido a que el enfriamiento del aire implica una difusión de calor en la tierra, se requiere un tiempo y separación axial entre tubos para su relajación térmica. Según [5], tal separación debe ser de al menos 2 m para tubos de 30 cm de diámetro o superior. Según [8], la eficiencia del sistema puede reducirse alrededor de un 30% si la separación entre tubos es inferior a 1 m.

La temperatura del suelo cercano a la superficie tiene importantes variaciones, tal como se aprecia en el ejemplo en la Figura 4.21. Por ello, para lograr un acondicionamiento estable del aire entrante a una edificación se debe considerar una profundidad de al menos 2 m [5] y [9].

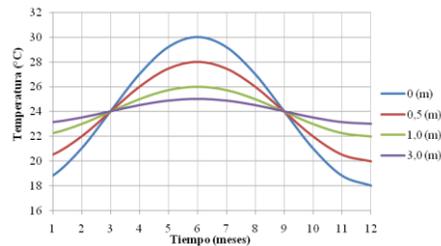


Figura 4.21. Comparación de la temperatura ambiente del aire y la variación probable de la temperatura del suelo en función de su profundidad.

En definitiva, [11], [12], [13] y [14] concluyen que para propender por un flujo de aire favorable a mayor nivel de confort térmico, se debe aumentar la longitud de la tubería y la profundidad de instalación, reducir la velocidad del aire y el diámetro de la tubería.

En [2] se recomienda que las tuberías de 50 m o menos tengan diámetros 0,3 m o menos, mientras que para tuberías con longitudes alrededor de 100 m los diámetros deben ser de 0,5m o mayores.

Un aspecto de especial cuidado en zonas con altos niveles de humedad relativa, es la potencial condensación del vapor de agua, si se logra una reducción de varios grados en la temperatura del aire [15], [16].

### **Diseño de un sistema BPS**

El proceso de diseño de un sistema BPS presenta serias dificultades para arquitectos e ingenieros debido al problema termodinámico asociado, a la carencia de formación para su análisis y a la falta de herramientas que permitan realizar esta tarea de forma sencilla y con buen grado de exactitud [2], [6].

A pesar de que se han desarrollado varios modelos para el análisis de sistemas BPS, la mayoría busca la sencillez en detrimento de la exactitud. Los modelos más comunes se caracterizan por un análisis estacionario, unidimensional o bidimensional de la difusión de calor en el suelo, configuración mono-tubular y una validación numérica de baja calidad. Esto implica la exclusión en el modelado de aspectos fundamentales tales como transitoriedad del proceso, difusión multidimensional del calor en el suelo, caracterización del suelo y del clima, finitud del medio circundante, transferencia de calor por convección entre la tierra y el aire, configuración poli-tubulares, análisis del calor sensible y calor latente, la validación experimental, entre otros [2], [5].

Aquellos modelos realizados a partir de un enfoque transitorio, tales como los presentados en [2], [5], [6], [10], [12], [13], [14], [17], [18], [19], emplean herramientas como TRNSYS (*Transient systems simulation program*) entorno gráfico modular para la simulación de regímenes transitorios de sistemas de energía. Aunque también puede emplearse MATLAB para realizar este tipo de diseños y análisis [2].

El análisis numérico a partir de diferencias finitas ha sido ampliamente utilizado para el estudio de los intercambiadores de calor por difusión, debido a la complejidad de las condiciones de frontera [3], [5]. En [8], por otro lado se presenta un modelo matemático basado en la integral de Fourier de la temperatura, mientras que en [20] se aprecia un análisis a partir del uso de los números Rayleigh y Darcy. Por último, [18] utiliza el enfoque de redes neuronales para estimar el comportamiento térmico de un sistema BPS, con el fin de hallar ventajas sobre los modelos de análisis determinísticos.

Para facilitar el diseño de sistemas BPS a arquitectos e ingenieros no expertos en la temática de transferencia térmica de alta complejidad, *Mihalakakou, Santamouris, Asimakopoulos y Tselepidaki* [6] desarrollaron un modelo paramétrico para la predicción del comportamiento térmico del sistema.

Considera cuatro (4) variables fundamentales: longitud (L), radio (r), velocidad del aire (v) y profundidad de la instalación (D). Esta investigación demostró que la humedad del terreno no es un factor significativo. El modelo fue validado contra datos experimentales y presentó errores en la temperatura menores a 0,5 °C.

En [21] se menciona que existe un riesgo potencial debido a la masificación de la instalación de estos sistemas en zonas tropicales de alta concentración de edificaciones. Este problema tiene que ver con la máxima capacidad de calor

tolerable por el suelo, pues debido a la gran cantidad de calor que éste puede recibir podría incrementar su temperatura de forma significativa, lo cual afectaría negativamente la vegetación que crece en su superficie y la eficiencia de estos sistemas.

### Diseño de un sistema BPS para el edificio eléctrica

Se eligió el modelo de predicción por parámetros presentado en [6] para la definición de las especificaciones de diseño de los sistemas BPS de los edificios Eléctrica I y Eléctrica II.

Este modelo fue implementado en MATLAB para determinar las características de diseño del sistema. La Tabla 4.9 presenta los valores dados a las cuatro variables de diseño.

Tabla 4.9. Valores de análisis de las variables de diseño.

Variable de diseño	Valores de análisis
Velocidad del aire (m/s)	(a) 12,5; (b) 15,0; (c) 17,5
Profundidad de la instalación (m)	(a) 1,0; (b) 2,0; (c) 3,0; (d) 4,0
Diámetro de la tubería (cm)	(a) 20; (b) 25; (c) 30
Longitud de la tubería (m)	(a) 10; (b) 20; (c) 30; (d) 40; (e) 50; (f) 60

El método para determinar la temperatura de salida del aire se basa en el cálculo del coeficiente U, que tendrá un valor particular según la velocidad del aire, el radio, la longitud y la profundidad de instalación de la tubería.

En la Figura 4.22 se aprecian las variables involucradas y la secuencia de cálculo. Luego, se presentan las expresiones para el cálculo de la temperatura final del aire. Los valores de los coeficientes de las expresiones (5) y (6) se determinan a partir de las tablas anexas de [6].

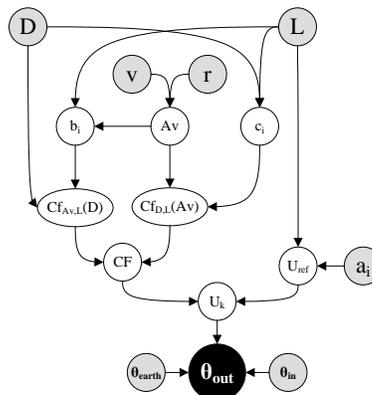


Figura 4.22. Dependencia de las variables para el cálculo de la temperatura de salida del aire.

Capítulo 4. Recomendaciones para el aprovechamiento de iluminación y ventilación naturales.

$$U_k = (\theta_{salida} - \theta_{tierra}) / (\theta_{ingreso} - \theta_{tierra}) \quad (4.1)$$

$$U_k = U_{ref}(L) * CF \quad (4.2)$$

$$U_{ref}(L) = 0,995242 - 0,0161896L + 0,00019058L^2 - 9,5726 * 10^{-7}L^3 \quad (4.3)$$

$$CF = C_{f_{Av,L}}(D) * C_{f_{D,L}}(Av) \quad (4.4)$$

$$C_{f_{Av,L}}(D) = b_0 + b_1D + b_2D^2 + b_3D^3 \quad (4.5)$$

$$C_{f_{D,L}}(Av) = c_0 + c_1(Av) + c_2(Av)^2 + c_3(Av)^3 \quad (4.6)$$

D:	Profundidad de instalación de la tubería (m)	U <sub>k</sub> :	Valor real del coeficiente U
L:	Longitud de la tubería (m)	U <sub>ref</sub> :	Valor del coeficiente U de referencia
v:	Velocidad del aire en la tubería (m/s)	θ <sub>earth</sub> :	Temperatura de tierra [°C]
r:	radio (m)	θ <sub>out</sub> :	Temperatura del aire al salir de la tubería [°C]
Av:	Caudal del aire en la tubería (m <sup>3</sup> /s)	θ <sub>in</sub> :	Temperatura del aire al entrar a la tubería [°C]
CF:	Factor global de corrección		

La Figura 4.23 presenta de manera puntual el comportamiento de la temperatura en función del diámetro de la tubería, su profundidad de instalación y la velocidad del aire. Se consideró el caso de una temperatura ambiente de 30 °C, y una temperatura del terreno de 26 °C a 3 m de profundidad.

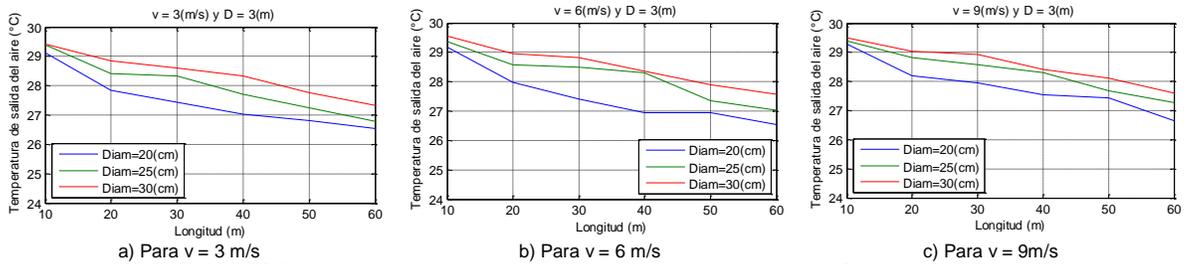


Figura 4.23. Temperatura del aire al salir de la tubería en un sistema instalado a 3m de profundidad.

Tal como se esperaba para lograr una entrada de aire con menor temperatura se debe propender por reducir la velocidad de circulación del aire y el diámetro de la tubería y aumentar la longitud del sistema.

Con base en los resultados obtenidos, se definió que el sistema tendrá una velocidad no superior a 4 m/s, estará enterrado al menos a 2 m de profundidad y se utilizará tubería con un diámetro máximo de 25 cm. El valor límite de la velocidad se estableció también con base en el ruido que puede generar el aire al momento de su ingreso a los espacios interiores de la edificación.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] [www.solatube.com](http://www.solatube.com) (Consulta realizada el 20 de junio de 2011)
- [2] Ahmed, Abdullahi. Ip Kenneth. Miller, Andrew. Gidado, Kassim. Thermal performance of earth-air heat exchanger for reducing cooling energy demand of office buildings in the United Kingdom. Glasgow : 11th International IBPSA Conference. Building Simulation 2009, 2009. págs. 2228-2235.
- [3] Demir, Hakan. Koyun, Ahmet. Temir, Galip. Heat transfer of horizontal parallel pipe ground heat exchanger and experimental verification. s.l. : ELSEVIER. Applied Thermal Engineering, 2009. págs. 224-233. Vol. 29.
- [4] Koyun, Ahmet. Demir, Hakan. Torun, Zakir. Experimental study of heat transfer of buried finned pipe for ground source heat pump applications. s.l. : ELSEVIER. International Communication in Heat and Mass Transfer, 2009. págs. 739-743. Vol. 36.
- [5] Hollmuller, Pierre. Lachal, Bernard. Buried pipe systems with sensible and latent heat exchange: Validation of numerical simulation against analytical solution and long-term monitoring. Montreal : 9th Conference of International Building Performance Simulation Association. August 2005, 2005. págs. 1-8.
- [6] Mihalakakou, G. Santamouris, M. Asimakopoulos, D. Tselepidaki, I. Parametric prediction of the buried pipes cooling potential for passive cooling applications. s.l. : Pergamon. Solar Energy, 1995. págs. 163-173. Vol. 55.
- [7] Costa, V.A.F. Thermodynamic analysis of building heating or cooling using the soil as heat reservoir. s.l. : ELSEVIER. Heat and mass transfer, 2006. págs. 4152-4160. Vol. 49.
- [8] Kabashnikov, V.P. Danilevskii, L.N. Nekrasov, V.P. Vityaz, I.P. Analytical and numerical investigation of the characteristics of a soil heat exchanger for ventilation systems. s.l. : Pergamon. Heat and mass transfer, 2002. págs. 2407-2418. Vol. 45.
- [9] Muszkopf, Diego. Sattler, Miguel. Natural Ventilation through buried pipes in a small school in Viamao (Brazil). s.l. : PLEA2006-23th Conference on Passive and Low Energy Architecture, Geneva, Switzerland, September 2006, 2006. págs. 1-6.
- [10] Hollmuller, Pierre. Lachal, Bernard. Cooling and preheating with buried pipes systems: monitoring, simulation and economic aspects. s.l. : ELSEVIER. Energy and Buildings, 2001. págs. 509-518. Vol. 33.
- [11] Mezrhah, Ahmed. Elfarh, Larbi. naji, Hassan. Lemonnier, D. Computation of surface radiation and natural convection in a heated horticultural greenhouse. s.l. : ELSEVIER. Applied Energy, 2010. págs. 894-900. Vol. 87.
- [12] Santamouris, M. Mihalakakou, G. Balaras, C.A. Argiriou, A. Asimakopoulos, D. Vallindras, D. Use of buried pipes for energy conservation in cooling of agricultural greenhouse. s.l. : PERGAMON. Solar Energy, 1995. págs. 111-124. Vol. 55.
- [13] Santamouris, M. Mihalakakou, G. Balabas, C.A. Lewis, J.O.. Vallindras, M. Argiriou, A. Energy conservation in greenhouses with buried pipes. s.l. : PERGAMON. Energy., 1996. págs. 353-360. Vol. 21.
- [14] Mihalakakou, G. Lewis, J.O. Santamouris, M. On the heating potential of buried pipes techniques - application in Ireland. s.l. : ELSEVIER. Energy and Buildings, 1996. págs. 19-25. Vol. 24.
- [15] Bronfenbrener, Leonid. Korin, Eli. Thawing and refreezing around a buried pipe. s.l. : ELSEVIER. Chemical Engineering and Processing, 1999. págs. 239-247. Vol. 38.
- [16] Alaitin Hastaoglu, Mehmet. Three-dimensional transient heat transfer from a buried pipe-PartIII. Comprehensive model. s.l. : Pergamon, 1995. págs. 2545-2555. Vol. 50.
- [17] Heller, A.J. Heat-load modelling for large systems. s.l. : ELSEVIER. Applied energy, 2002. págs. 371-387. Vol. 72.
- [18] Mihalakakou, G. On the heating potential of a single buried pipe using deterministic and intelligent techniques. s.l. : ELSEVIER. Pergamon. Renewable energy, 2003. págs. 917-927. Vol. 28.
- [19] Tittleing, Pierre. Achard, Gilbert. Wurtz, Etienne. modelling earth-to-air heat exchanger behavior with the convolutive response factors method. s.l. : ELSEVIER. Applied Energy, 2009. págs. 1683-1691. Vol. 86.
- [20] Ngo, C.C. Lai, F.C. Heat transfer analysis of soil heating systems. s.l. : ELSEVIER. International Journal of Heat and Mass Transfer, 2009. págs. 6021-6027. Vol. 52.
- [21] Man, Yi. Yang, Hongxing. Wang, Jinggang. Study on hybrid ground-coupled heat pump system for air-conditioning in hot-weather areas like Hong Kong. s.l. : ELSEVIER. Applied Energy, 2009. págs. 1-8.

## 5. EVALUACIÓN FINANCIERA DE LAS APLICACIONES ENERGÉTICAS SOSTENIBLES PROPUESTAS

---

El análisis financiero de las siguientes aplicaciones energéticas sostenibles: sistema de generación integrado fotovoltaico-eólico (5 subsistemas), cubiertas verdes (Edificio Eléctrica I) y sistemas de tubos solares (Edificio Eléctrica I) es presentado en este capítulo.

Para la realización de este análisis a las aplicaciones sostenibles asociadas al Edificio Eléctrica II, se precisa del diseño arquitectónico para apreciar su potencial comportamiento energético, el cual sólo se tendrá hacia finales del año 2011.

La evaluación realizada a cada aplicación se basó en las etapas 5.3 y 5.4 de la metodología presentada en el Anexo A.

Inicialmente, se estudia la inversión inicial requerida; después se procede a comentar sobre el beneficio financiero producto del ahorro energético de cada aplicación.

De manera adicional, se analizan dos índices financieros, el valor presente neto (VPN) y la tasa interna de retorno (TIR), con el fin de determinar si es posible la recuperación de la inversión.

En general, se determinó un horizonte de 20 años para el análisis financiero de las aplicaciones, ya que sus componentes se caracterizan por una esperanza de vida entre 20 y 30 años.

Se aclara que el objeto del análisis financiero no es inferir sobre la viabilidad de implementación de las aplicaciones energéticas sostenibles en el campus universitario, si no de conocer su potencial fortaleza desde la perspectiva

financiera para determinar aspectos que deben impulsarse y favorezcan su implementación masiva.

Los anexos V y W presentan el presupuesto de la inversión inicial y el flujo de caja, respectivamente, de cada aplicación sostenible diseñada.

## 5.1 SISTEMA DE GENERACIÓN INTEGRADO FOTOVOLTAICO-EÓLICO

La Figura 5.1 muestra los flujos de caja de cada subsistema. Para el subsistema eólico, se tiene que todos los flujos son negativos, y por consiguiente, no se generará beneficio financiero alguno.

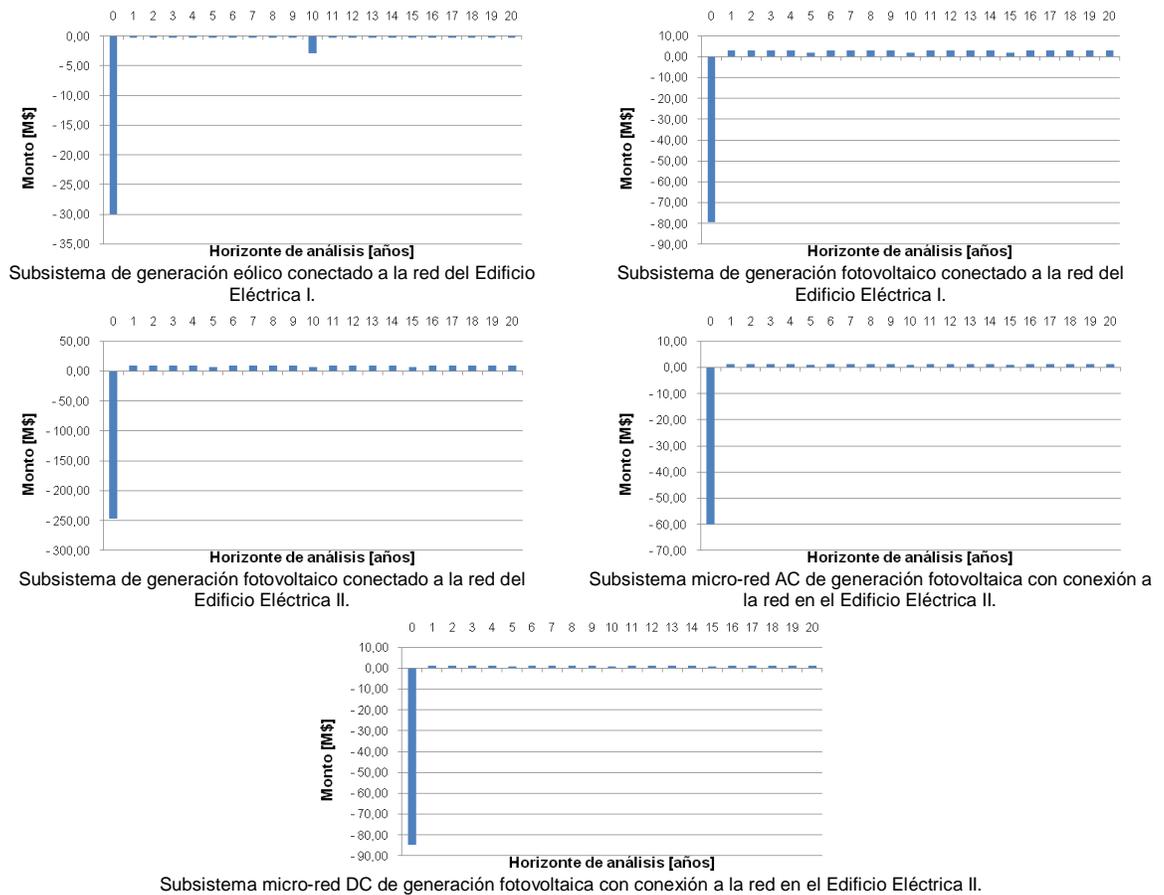


Figura 5.1. Flujos de caja de los subsistemas de generación.

En cuanto a los subsistemas de generación fotovoltaica, se aprecia una tendencia común de gran inversión inicial y un discreto beneficio financiero anual obtenido durante su vida útil.

La Tabla 5.1 presenta la inversión requerida, beneficios de generación e índices VPN y TIR de cada subsistema.

En definitiva, se establece que el sistema generará al año más de 40 [GWh], y en consecuencia, un ahorro financiero superior a 16 millones de pesos en el pago del servicio de energía eléctrica del campus universitario.

Tabla 5.1. Consolidado de la evaluación financiera del sistema de generación integrado fotovoltaico-eólico.

SUBSISTEMA	INVERSIÓN [M\$]	BENEFICIO ANUAL		VPN [M\$]	TIR [%]
		[kWh]	[M\$]		
Subsistema de generación eólico conectado a la red del Edificio Eléctrica I.	29,95	106	0,04	<M\$ 0,0	N.A.
Subsistema de generación fotovoltaico conectado a la red del Edificio Eléctrica I.	79,36	7 927	3,17	<M\$ 0,0	N.A.
Subsistema de generación fotovoltaico conectado a la red del Edificio Eléctrica II.	247,15	25 684	10,27	<M\$ 0,0	N.A.
Subsistema micro-red AC de generación fotovoltaica con conexión a la red en el Edificio Eléctrica II.	60,12	3 596	1,44	<M\$ 0,0	N.A.
Subsistema micro-red DC de generación fotovoltaica con conexión a la red en el Edificio Eléctrica II.	84,54	2 989	1,20	<M\$ 0,0	N.A.
<b>TOTAL</b>	<b>501,12</b>	<b>40 302</b>	<b>16,12</b>	<b>&lt;M\$ 0,0</b>	<b>N.A.</b>

Ahora, debido a que la inversión inicial requerida asciende a más de 500 millones de pesos, significativamente mayor al beneficio financiero, se encuentra que no es posible recuperar la inversión. Sin embargo, es importante aclarar que este sistema será implementado dado que es parte integral de la dotación tecnológica de la edificación, en especial del laboratorio de uso racional de la energía y energías renovables.

## 5.2 CUBIERTAS VERDES

Para establecer el impacto financiero de esta aplicación, es preciso analizar la capacidad instalada del sistema de climatización para los escenarios de diseño del Edificio Eléctrica I, tal como se presenta en la Tabla 5.2.

Tabla 5.2. Comparación del sistema de climatización para los escenarios tradicional y verde.<sup>12</sup>

ESPACIO		CARGA TÉRMICA DE DISEÑO (TR)	
		Diseño tradicional	Diseño verde
Sede estudiantil IEEE	4 piso	3 TR	-
Sala audiovisual especial	4 piso	6TR	6 TR
Área administrativa	5 piso	24 TR	4 TR
<b>TOTAL</b>		<b>33 TR</b>	<b>10 TR</b>

<sup>12</sup> El cálculo de tal reducción fue realizado por el contratista encargado del diseño del sistema de climatización del Edificio

Para la sala audiovisual no se reduce la carga instalada debido a la intensidad de servicios que proporcionará. En cuanto al área administrativa, se estableció como necesario la atención de una carga de 4,0TR para las secciones: cuarto de vigilancia de la edificación, dirección de escuela y sala de juntas.

En definitiva, la implementación de un sistema de cubiertas de 500m<sup>2</sup> permitirá reducir en 23 toneladas de refrigeración-TR<sup>13</sup> (equivalentes a 276kBTU) la capacidad instalada del sistema de aire acondicionado para los pisos 4 y 5 del Edificio Eléctrica I, lo que disminuiría la inversión inicial en \$86 500 000, si se tiene en cuenta que el suministro e instalación de una tonelada de refrigeración cuesta \$3 750 000<sup>14</sup>.

Ahora, para cuantificar el ahorro energético debido a la reducción en la capacidad instalada del sistema de climatización, se tienen en cuenta: el consumo de energía eléctrica promedio por tonelada de refrigeración instalada es 0,1kW, y los regímenes de potencial operación que hubiera tenido el sistema de climatización. De lo anterior, se estima que el ahorro energético anual ascendería a 42,24MWh.

La Figura 5.2 presenta el flujo de caja y el comportamiento del valor presente neto.

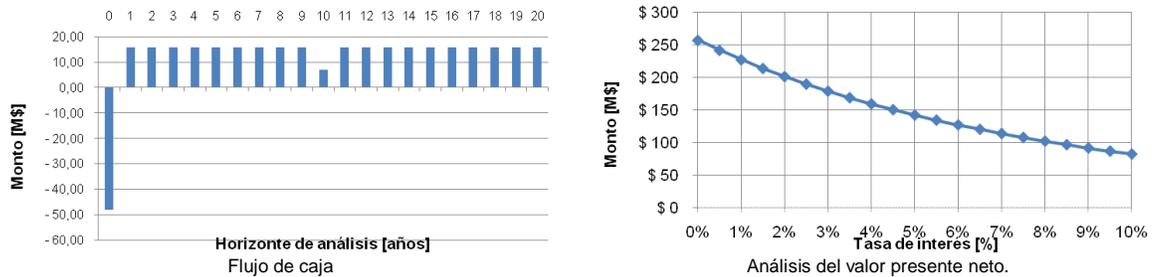


Figura 5.2. Comportamiento financiero del sistema de la cubierta verde del Edificio Eléctrica I.

La Tabla 5.3 presenta el resumen de la evaluación financiera realizada. Se tiene que la real inversión inicial requerida por el sistema de cubiertas verdes es de 48 millones.

Tabla 5.3. Consolidado de la evaluación financiera del sistema de cubiertas verdes.

Inversión inicial de las cubiertas [M\$]	Reducción inversión A.A. [M\$]	Inversión neta [M\$]	AHORRO ANUAL		VPN [M\$]	TIR [%]
			[kWh]	[M\$]		
134,30	86,25	48,05	42 240	16,9	142 (i=5%)	32,18%

<sup>13</sup> Una tonelada de refrigeración equivale a 12 000 BTU.

<sup>14</sup> Datos suministrado por la Unidad de Planeación de la UIS, establecido según datos históricos.

Este sistema generará un ahorro energético de más de 42[MWh], equivalentes a casi 17 millones de pesos; con una tasa interna de retorno de 32,2%, lo que permite inferir sobre su viabilidad financiera de manera positiva y evidenciar un favorable escenario potencial de aplicación en demás edificación del campus universitario.

Los beneficios en ahorro serán similares a los obtenidos con el sistema de generación fotovoltaico-eólico pero con una décima parte de la inversión.

Es importante aclarar, que los beneficios de reducción en la capacidad instalada del sistema de climatización y consumo energético asociados al sistema de cubiertas verdes, también son posibles debido a la ventilación natural de la que serán objeto los pisos 4 y 5. El análisis de las cubiertas verdes se presenta a partir de la consideración de que el calor absorbido por las placas finales de hormigón es la mayor fuente de calentamiento de los espacios analizados.

### 5.3 SISTEMA DE ILUMINACIÓN NATURAL A PARTIR DE TUBOS SOLARES

El sistema de iluminación natural a partir de tubos solares instalados en las terrazas del Edificio Eléctrica I generará un ahorro anual de 7,57 [MWh], equivalentes a alrededor de tres millones de pesos, según lo proyectado. Tal aplicación demandará una inversión superior a los cincuenta millones, tal como se muestra en la Figura 5.3a)

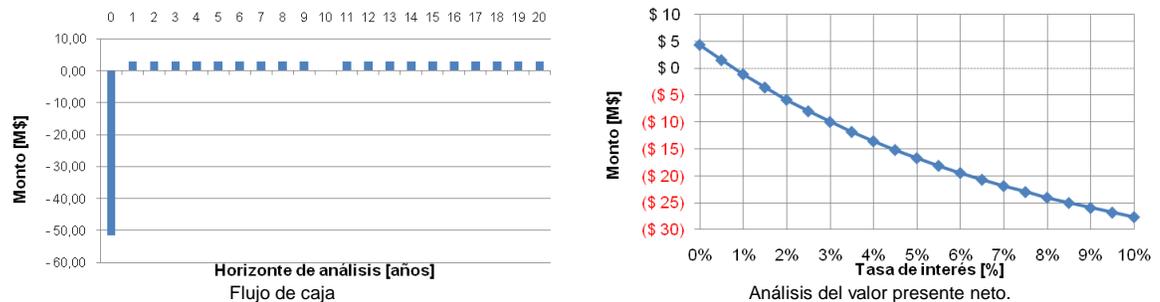


Figura 5.3. Comportamiento financiero del sistema de iluminación natural con tubos solares.

Según la Tabla 5.4, se tiene un comportamiento financiero tal que además de generar una importante reducción en el servicio de suministro de energía eléctrica, permitiría realizar la recuperar la inversión inicial, ya que presenta una TIR de 0,78%. Esto aunado al hecho de que estudios promulgan que la iluminación natural favorece el desempeño de tareas académicas y laborales, hacen de esta

estrategia de iluminación una interesante decisión a la hora de generar espacios más amigables con el medio ambiente.

Tabla 5.4. Consolidado de la evaluación financiera del sistema de iluminación natural a partir de tubos solares.

INVERSIÓN [M\$]	AHORRO		VPN [M\$]	TIR [%]
	[kWh]	[M\$]		
51,55	7 574	3,03	Ver figura 5.4b)	0,78

## 6. EVALUACIÓN DE LA SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA

---

Las edificaciones son responsables del consumo de recursos naturales y de la emisión de residuos, y en consecuencia, su existencia va en detrimento del medio ambiente. Es por ello, necesario trabajar para que su ciclo de vida (construcción, operación y desecho) sea sostenible.

La sostenibilidad ambiental de una edificación se logra cuando el impacto de su existencia no supera un determinado umbral, lo que significaría que el entorno puede soportarla en el tiempo.

Actualmente, tales condiciones límite no han sido precisadas; por lo que es un error afirmar que las edificaciones actualmente desarrolladas son sostenibles, aunque sean acreedoras de una certificación LEED; esto a pesar de esfuerzos en sectores, como el de la construcción, para lograr edificaciones más amigables con el medio ambiente. Lo que sí es posible concluir es si un proyecto es más sostenible que otros.

Al momento de conocerse estos valores umbral, se podrá definir una escala de sostenibilidad para catalogar las edificaciones, lo cual demanda un sistema de evaluación de la sostenibilidad de la edificación.

Tal como se expone en [1], un sistema de indicadores es el mecanismo actualmente utilizado por excelencia para realizar tal evaluación; planteamiento que tiene como valor agregado, el análisis de forma individual de los componentes implementados en una edificación.

Para el caso particular del complejo E3T, se evalúa de forma prioritaria el nivel de sostenibilidad energético, y en menor grado, el acuífero y financiero.

Adicionalmente, dado el interés existente por certificar el complejo E3T, se indica que el sistema de monitorización establecido está en consonancia con la sección Energía y Atmósfera del estándar LEED. En este capítulo se realiza una introducción a este sistema de certificación.

## 6.1 SISTEMAS DE CERTIFICACIÓN

Alrededor del mundo existen sistemas de valoración del nivel de sostenibilidad de edificaciones. En la Tabla 6.1, se presenta una clasificación de algunas de éstas.

Tabla 6.1. Clasificación de metodologías de evaluación de sostenibilidad [1].

Criterios	Metodología	País de origen
Basado en el impacto de los indicadores sobre el LCA	GBC-GBT	Finlandia
	PromisE	Finlandia
	BREEAM	Inglaterra-Australia
	ESCALE	Francia
	Eco/Quantum	Holanda
	EcoEffect	Suecia
	VERDE	España
Basado en la acción de valoración	LEED	Estados Unidos
Basado en la valoración del impacto con base en eco-puntos.	ENVEST	Inglaterra
	CASBEE	Japón

Otras herramientas para la evaluación de la sostenibilidad son BEPAC de Canadá [2], los software SINDEK [3], BUWAL 250 y Sima Pro 6 [4].

Algunas de estas metodologías también son sistemas de certificación, como es el caso de LEED y BREEAM.

### 6.1.1 Sistema de certificación LEED

La Alta Dirección de la universidad y la Dirección de la E3T han manifestado su interés en certificar el complejo E3T con base en el estándar LEED, debido a su reconocimiento internacional.

El estándar LEED es un sistema de certificación para evaluar el desempeño de una construcción (casa, edificio o comunidad) en cuanto a uso racionales de energía y agua, reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, mejoramiento de la calidad del aire, administración de recursos y materiales para reducción de impacto ambiental.

Fue concebido por el *Natural Resources Defense Council* (NRDC-New York), y desarrollado a plenitud por el *U.S. Green Building Council* (USGBC). Permite

valorar el desempeño de una edificación en diferentes escenarios como: “*green building design and construction (new construction, core and shell, schools, major renovations, healthcare), green interior design and construction (commercial interiors and retails), green building operations and maintenance (existing buildings: operations and maintenance), green neighborhood development (neighborhood development) and green home design and construction (homes)*”.

En el caso del complejo E3T, se aplica el escenario *new construction and major renovation*, para el cual existen cuatro niveles de certificación: *Certified, Silver, Gold y Platinum*, obtenibles con 40, 50, 60 u 80 puntos, respectivamente, de un máximo de 110 puntos.

### 6.1.2 Valoración LEED a priori del complejo E3T

Dado que el costo de un eventual proceso de certificación oscila entre doscientos y cuatrocientos millones de pesos, es de sumo interés determinar el potencial nivel de certificación que obtendría el complejo E3T. Por ello, se analizaron dos escenarios: conservador y optimista. El Anexo X presenta el análisis en detalle.

En la Tabla 6.2 se aprecia un alto potencial de obtener un reconocimiento, *Certified* en el escenario conservador o *Gold* en el escenario optimista.

Tabla 6.2. Consolidado de potencial certificación del complejo E3T con base en el estándar LEED.

SECCIONES O CAPÍTULOS	PRERREQUISITOS <sup>15</sup>	CRÉDITOS <sup>16</sup>	PUNTOS <sup>17</sup>	REPRESENTATIVIDAD	PUNTOS POTENCIALES	
					Caso conservador	Caso optimista
Desarrollo sostenible en sitio	1	8	26	23,6%	17	20
Innovación en el diseño	-	2	6	5,5%	0	4
Calidad del ambiente interior	2	8	15	13,6%	6	15
Uso eficiente del agua	1	3	10	9,1%	6	10
Energía y atmósfera	3	6	35	31,8%	13	27
Materiales y recursos	1	7	14	12,7%	2	2
Prioridad regional	-	1	4	3,6%	0	0
TOTAL	8	35	110	100,0%	44	78

Se encontró que la sección “*materiales y recursos*” es la menos favorable debido a la no práctica regular en Colombia de reutilización de materiales de construcción.

<sup>15</sup> PRERREQUISITOS: Son lineamientos de cumplimiento obligatorio en una edificación que se desee certificar bajo el estándar LEED.

<sup>16</sup> CRÉDITOS: Son lineamientos de cumplimiento opcional. Cada crédito otorga un determinado número de puntos.

<sup>17</sup> PUNTOS: Valoración cuantitativa dada por el cumplimiento de un crédito. Algunos créditos permiten el otorgamiento de puntos con un cumplimiento parcial.

## **6.2 SOSTENIBILIDAD EN EL COMPLEJO E3T**

Como primer paso para establecer un sistema de evaluación de la sostenibilidad en el complejo E3T, es preciso considerar las aplicaciones sostenibles diseñadas e identificar la información estratégica de interés para la Alta Dirección de la universidad, en cuanto a la potencialidad de: la obtención de una certificación con base en el estándar LEED y la reducción de gastos de operación.

El objetivo principal de las aplicaciones sostenibles es lograr un menor consumo de energía eléctrica y agua de las redes públicas desde tres enfoques, el no consumo (iluminación natural, ventilación natural, urinarios secos), el aprovechamiento de la energía y agua en sitio (sistema solar fotovoltaico, micro-sistema eólico, generación a partir de bicicletas estáticas y sistema de captación y reutilización de aguas lluvias y servidas claras), y el uso de tecnología de alta eficiencia (iluminación fluorescente, iluminación LED, fluxómetros de doble descarga y lavamanos y duchas ahorradoras).

Ahora, tal reducción del consumo debe ser monitorizada para evidenciar la efectividad de los sistemas, y con ello, obtener los puntos asociados a créditos de las secciones energía y atmósfera y eficiencia acuífera del estándar LEED.

Adicionalmente, se considera conveniente estimar la reducción en las emisiones de gases de efecto invernadero, como el CO<sub>2</sub>, producto de la implementación de las aplicaciones sostenibles.

De otro lado, al considerarse la necesidad institucional de no incrementar gastos de operación, se tiene como aspecto de sumo interés, cuantificar el ahorro a producirse por la reducción en el consumo de energía y agua de las redes públicas en comparación a un escenario de consumo tradicional.

## **6.3 SISTEMA DE INDICADORES PARA LA EVALUACIÓN DE SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA Y ACUÍFERA EN EL COMPLEJO E3T**

Con base en los aspectos expuestos en el numeral anterior, se procede a estructurar un sistema que permita determinar los niveles de sostenibilidad energética, acuífera, ambiental y financiera del complejo E3T.

La estructura del sistema se basa en tres tipos de indicadores, que de mayor a menor jerarquía son: niveles de sostenibilidad, macro-indicadores e indicadores base. La Figura 6.1 muestra la estructura definida.

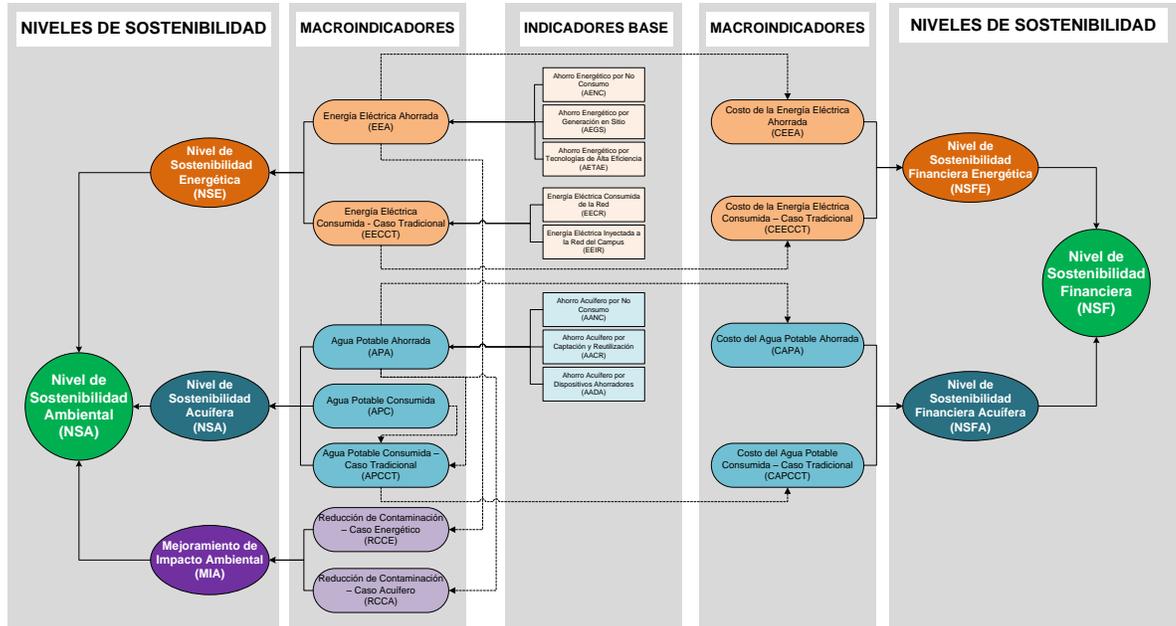


Figura 6.1. Sistemas de evaluación de la sostenibilidad ambiental y financiera para el Complejo E3T.

En resumen, el sistema cuenta con siete (7) indicadores base, once (11) macro-indicadores y siete (7) niveles de sostenibilidad, para un total de 26 instrumentos de medición y monitorización. La Tabla 6.3 presenta la hoja de vida y descripción individual de cada indicador.

Tabla 6.3. Hoja de vida de indicadores, macro-indicadores y niveles de sostenibilidad del sistema de evaluación establecido.

Nº	NOMBRE		OBJETIVO	MÉTODO DE CÁLCULO	UNIDAD	SENTIDO (Maximizar, minimizar o mantener)
1	AENC	Ahorro energético por no consumo	INDICADOR BASE	Cuantificar la cantidad de energía eléctrica no consumida debido a aplicaciones bioclimáticas	$AENC = aecv + aein + aevn$ (t)	kWh Maximizar
2	AECS	Ahorro energético por generación en sitio	INDICADOR BASE	Cuantificar la cantidad de energía eléctrica proveniente de fuentes de energía renovable	$AECS = gfv + ge + gpp$ (t)	kWh Maximizar
3	AETAE	Ahorro energético por tecnologías de alta eficiencia	INDICADOR BASE	Cuantificar la cantidad de energía eléctrica no consumida debido al uso de equipos de alta eficiencia	$AETAE = aeiled + aeifc + aecmc$ (t)	kWh Maximizar
4	EECR	Energía eléctrica consumida de la red	INDICADOR BASE	Cuantificar la energía eléctrica consumida de la red eléctrica pública	$EECR = cmac$ (t)	kWh Minimizar
5	EEIR	Energía eléctrica inyectada a la red del campus	INDICADOR BASE	Cuantificar la energía eléctrica proveniente de fuentes de energía renovable excedente del complejo E3T	$EECR = gmac$ (t)	kWh Maximizar
6	AANC	Ahorro acuífero por no consumo	INDICADOR BASE	Cuantificar la cantidad de agua no consumida debido al uso de equipos secos	$AANC = ceu$ (t)	m <sup>3</sup> Maximizar
7	AACR	Ahorro acuífero por captación y reutilización	INDICADOR BASE	Cuantificar la cantidad de agua lluvia y servida captada y reutilizada en riego y sanitarios	$AACR = allc + asc$ (t)	m <sup>3</sup> Maximizar

**USO RACIONAL DE LA ENERGÍA A PARTIR DEL DISEÑO DE APLICACIONES SOSTENIBLES EN EL EDIFICIO ELÉCTRICA II DE LA UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**

*Capítulo 6. Evaluación de la sostenibilidad energética.*

8	AADA	Ahorro acuífero por dispositivos ahorradores	INDICADOR BASE	Cuantificar la cantidad de agua no consumida debido al uso de equipos ahorradores	$AADA=ada+ala+afdd$ (t)	m <sup>3</sup>	Maximizar
9	EEA	Energía eléctrica ahorrada	MACRO-INDICADOR	Cuantificar la cantidad de energía eléctrica no consumida debido a aplicaciones sostenibles	$EEA=AENC+AEGS+AETA$ (€)	kWh	Maximizar
10	EECT	Energía eléctrica consumida-caso tradicional	MACRO-INDICADOR	Cuantificar la energía eléctrica que se consumiría si el complejo E3T se construyera de forma tradicional	$EECT=EEA+EECR-EEIR$ (€)	kWh	NA
11	APA	Agua potable ahorrada	MACRO-INDICADOR	Cuantificar la cantidad de agua potable no consumida debido al sistema de uso racional de agua diseñado	$APA=AANC+AACR+AADA$ (t)	m <sup>3</sup>	Maximizar
12	APC	Agua potable consumida	MACRO-INDICADOR	Cuantificar el consumo real de agua potable de la red pública	$APC=cmac$ (t)	m <sup>3</sup>	Minimizar
13	APCCT	Agua potable consumida -caso tradicional	MACRO-INDICADOR	Cuantificar el consumo de agua potable que se consumiría si el complejo E3T se construyera de forma tradicional	$APCCT=APA+APC$ (t)	m <sup>3</sup>	NA
14	RCCE	Reducción de contaminación - caso energético	MACRO-INDICADOR	Cuantificar la reducción en las emisiones de gases de efecto de invernadero debido al diseño energético realizado en el complejo E3T	$RCCE=EEA*(tCO_2e/kWh)$ (€)	ppm	Maximizar
15	RCCA	Reducción de contaminación - caso acuífero	MACRO-INDICADOR	Cuantificar la reducción en las emisiones de gases de efecto de invernadero debido al diseño acuífero realizado en el complejo E3T	$RCCA=APA*(tCO_2e/kWh)$ (€)	ppm	Maximizar
16	CEEA	Costo de energía eléctrica ahorrada	MACRO-INDICADOR	Cuantificar el costo de la energía eléctrica ahorrada	$CEEA=EEA*(\$/m^3)$ (€)	COP	Maximizar
17	CEECCT	Costo de energía eléctrica consumida - caso tradicional	MACRO-INDICADOR	Cuantificar el costo de la energía eléctrica que se consumiría si el complejo E3T se construyera de forma tradicional	$CEECCT=EECT*(\$/m^3)$ (€)	COP	NA
18	CAPA	Costo de agua potable ahorrada	MACRO-INDICADOR	Cuantificar el costo del agua potable ahorrada	$CAPA=APA*(\$/m^3)$ (€)	COP	Maximizar
19	CAPCCT	Costo de agua potable consumida - caso tradicional	MACRO-INDICADOR	Cuantificar el costo del agua potable que se consumiría si el complejo E3T se hubiese construido de forma tradicional	$CAPCCT=APCCT*(\$/m^3)$ (€)	COP	NA
20	NSE	Nivel de sostenibilidad energética	NIVEL DE SOSTENIBILIDAD	Evaluar el nivel de sostenibilidad energética del complejo E3T	$NSE=EEA/EECT*100\%$ (€)	%	Maximizar
21	NSA	Nivel de sostenibilidad acuífera	NIVEL DE SOSTENIBILIDAD	Evaluar el nivel de sostenibilidad acuífera del complejo E3T	$NSA=APA/APCCT*100\%$ (€)	%	Maximizar
22	MIA	Mejoramiento en el impacto ambiental	NIVEL DE SOSTENIBILIDAD	Evaluar el mejoramiento en el impacto ambiental debido al diseño del complejo E3T	$MIA = RCCE*NSE + RCCA*NSA$ (€)	%	Maximizar
23	NSFE	Nivel de sostenibilidad financiera energética	NIVEL DE SOSTENIBILIDAD	Evaluar el nivel de sostenibilidad financiera energética del complejo E3T	$NSFE=CEEA/CEECCT*100\%$ (€)	%	Maximizar
24	NSFA	Nivel de sostenibilidad financiera acuífera	NIVEL DE SOSTENIBILIDAD	Evaluar el nivel de sostenibilidad financiera acuífera del complejo E3T	$NSFA=CAPA/CAPCCT*100\%$ (€)	%	Maximizar
25	NSA	Nivel de sostenibilidad ambiental	NIVEL DE SOSTENIBILIDAD	Evaluar el nivel de sostenibilidad ambiental del complejo E3T	$NSA=NSE*F1+NSA*F2+MIA*F3$ (€)	%	Maximizar
26	NSF	Nivel de sostenibilidad financiera	NIVEL DE SOSTENIBILIDAD	Evaluar el nivel de sostenibilidad financiera del complejo E3T de acuerdo sólo energía y agua	$NSF=(CEEA+CAPA)/(CEECCT+CAPCCT)*100\%$ (€)	%	Maximizar

(t) Indicadores en función de variables fundamentales (ver Tabla 6.4)

(€) Indicadores en función de indicadores de igual o menor jerarquía (ver Figura 6.1)

Las metas tentativas de cada indicador serán fijadas después de la culminación de la etapa de diseños del módulo II del complejo E3T. En cuanto al seguimiento, la monitorización será realizada cada mes. Será responsabilidad del Director de la E3T la monitorización, el control y el seguimiento del sistema.

La Tabla 6.4 describe las variables base de cálculo de los indicadores base del sistema.

Tabla 6.4. Descripción de las variables asociadas a los indicadores del sistema de evaluación de sostenibilidad.

N°	VARIABLE	CÁLCULO	OBSERVACIONES
1	aecv Ahorro energético por cubiertas verdes	Medición indirecta	Por monitorización de variables (modelo de ahorro energético cubierta verde) (†)
2	aein Ahorro energético por iluminación natural	Medición indirecta	Por monitorización de variables (modelo de ahorro energético iluminación natural) (†)
3	aevn Ahorro energético por ventilación natural	Medición indirecta	Por monitorización de variables (modelo de ahorro energético ventilación natural) (†)
4	gfv Generación fotovoltaica	Medición directa	Medidor ubicado antes de la conexión con la red AC del edificio
5	ge Generación eólica	Medición directa	Medidor ubicado antes de la conexión con la red AC del edificio
6	gpp Generación <i>pedal-power</i>	Medición directa	Medidor ubicado antes de la conexión con la red AC del edificio
7	aeiled Ahorro energético por uso de iluminación LED	Medición indirecta	Por monitorización de variables (modelo de ahorro energético por uso de iluminación LED) (†)
8	aeifc Ahorro energético por uso de iluminación fluorescente controlada	Medición indirecta	Por monitorización de variables (modelo de ahorro energético por uso de iluminación fluorescente controlada) (†)
9	aecmc Ahorro energético por uso de climatización mecánica controlada	Medición indirecta	Por monitorización de variables (modelo de ahorro energético por uso de climatización mecánica controlada) (†)
10	cmac Consumo de energía eléctrica medido en la acometida del complejo E3T	Medición directa	Medidor ubicado en la acometida eléctrica del complejo E3T
11	gmac Generación de energía eléctrica medida en la acometida del complejo E3T	Medición directa	Medidor ubicado en la acometida eléctrica del complejo E3T
12	ceu Consumo equivalente debido a uriniales	Estimación $CEU=NU \cdot CUT \cdot NUU$	NU: Número de uriniales CUT: Consumo unitario urinal tradicional NUU: Número de usos de un urinal en un período determinado
13	allc Agua lluvia captada	Medición directa	Medidor ubicado antes del tanque de acopio
14	asc Agua servida captada	Medición indirecta $ASC=AST-ALLC$	AST= Agua servida tratada. Medidor ubicado en el purificador de agua
15	ada Ahorro acuífero por uso de duchas ahorradoras	Estimación $ADA=ND \cdot AUD \cdot NUD$	ND: Número de duchas AUD: Ahorro unitario de duchas NUD: Número de usos de una ducha en un período determinado
16	ala Ahorro acuífero por lavamanos ahorradores	Estimación $ALA=NL \cdot AUL \cdot NUL$	NL: Número de lavamanos AUL: Ahorro unitario de lavamanos NUL: Número de usos de un lavamanos en un período determinado
17	afdd Ahorro acuífero por fluxómetros de doble descarga	Estimación $AFDD=NF \cdot AUD \cdot NUD$	NF: Número de fluxómetros AUD: Ahorro unitario de fluxómetros NUD: Número de usos de un fluxómetro en un período determinado
18	apc Agua potable consumida medida en la acometida del complejo E3T	Medición	Medidor ubicado en la acometida principal del complejo

(†) Los modelos de cuantificación energética deben ser objeto de trabajos posteriores dado que no se encuentran dentro del alcance de este trabajo de investigación.

En la Figura 6.2, se presenta la estructura del formato sobre el comportamiento que describirá el comportamiento histórico de cada indicador, donde se presenta método de cálculo, unidad, meta, frecuencia de medición, periodo de medición, responsable, datos históricos y comportamiento gráfico.

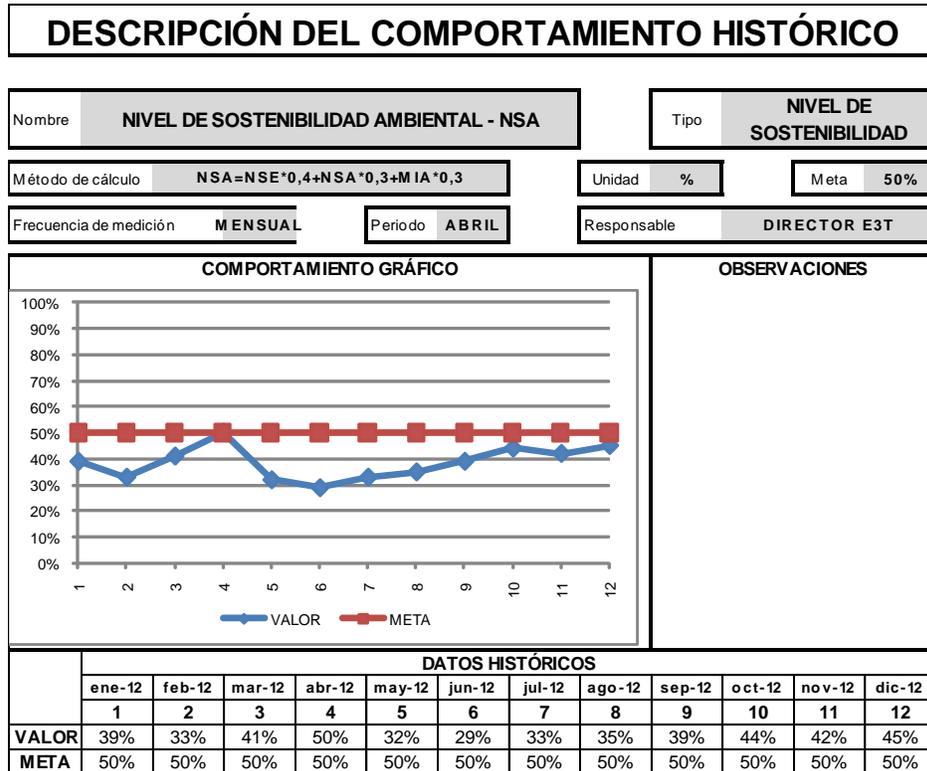


Figura 6.2. Formato para la descripción del comportamiento histórico de los indicadores, macro-indicadores y niveles de sostenibilidad del sistema de evaluación de sostenibilidad del complejo E3T.

Con el fin de facilitar el suministro de los datos requeridos por el sistema y monitorizar el comportamiento de cada indicador de manera confiable y en tiempo real, se recomienda realizar el diseño e implementación de una aplicación computacional ligada al sistema inmótico del complejo E3T.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] OSMA PINTO, Germán Alfonso. ORDÓÑEZ PLATA, Gabriel. Desarrollo sostenibles en edificaciones. Revista UIS Ingenierías. Vol. 9, No. 1, Junio 2010. Pag. 103-121. 2010.
- [2] CASTRO, D. SEFAIR, J. FLÓREZ, L. MEDAGLIA, A. Optimization model for the selection of materials using a LEED-based green building rating system in Colombia. ELSEVIER, Building and Environment, 2009, 9 p.
- [3] LANGSTON, C. WONG, F. HUI, E. SHEN, Y. Strategic assessment of building adaptive reuse opportunities in Hong Kong. ELSEVIERE, Building and Environment, 2008, 10 p.
- [4] HAMILTON, Ian. DAVIES, Michael. STEADMAN, Philip. STONE, Andrew. RIDLEY, Ian. EVANS, Stephen. The significance of the anthropogenic heat emissions of London's buildings: A comparison against captured shortwave solar radiation. ELSEVIER, Building and Environment. 2008. 11 p.

# 7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

---

En este capítulo se exponen los resultados y conclusiones más relevantes obtenidos durante la realización del trabajo de investigación y se establecen algunas consideraciones y recomendaciones para trabajos futuros en esta área.

## 7.1 RESULTADOS Y CONCLUSIONES

Los resultados y las conclusiones del trabajo de investigación se abordan a continuación por cada uno de los capítulos.

### 7.1.1 Sistema de generación fotovoltaico-eólico (Capítulo 2)

Se estableció el diseño de un sistema de generación conformado por cinco subsistemas, cuatro fotovoltaicos y uno eólico, con una capacidad instalada de 27,6 kW, con participación fotovoltaica de 97,46% (26,9 kW) y eólica de 2,54% (0,7 kW). Tendrá una generación anual de 40 MWh, donde el 95% de ésta será inyectada en tiempo real a la red.

Para el desarrollo del diseño se requirió la realización de un análisis detallado, según las condiciones climatológicas y ubicación geográfica, de aspectos como: el potencial solar y eólico, el comportamiento del movimiento solar, estrategias de seguimiento solar; así como, la variación de parámetros de operación de paneles fotovoltaicos según la temperatura en sitio.

Se determinó que el campus central de la Universidad Industrial de Santander posee un potencial solar significativo que asciende a 1,82 MWh/m<sup>2</sup>/año, lo que permitiría una generación de 254 kWh/m<sup>2</sup>/año y un ahorro de casi \$80 000/m<sup>2</sup>/año, si se considera un sistema con paneles fotovoltaicos de eficiencia media del 14%.

Se encontró que los vientos presentes en el campus universitario se caracterizan por su predominante flujo del costado norte y su baja velocidad (1,0 m/s a 1,5 m/s), que implica un potencial energético precario. Por consiguiente, se considera inadecuada la instalación de aerogeneradores adicionales a los propuestos para el Edificio Eléctrica I. Aún así, las condiciones del viento son propicias para la ventilación natural y el uso de extractores de aire de movimiento natural.

Dado que el grado de detalle de las herramientas metodológicas disponibles en la literatura no permite realizar el diseño de sistemas fotovoltaicos con significativo nivel de especificidad, se estableció una metodología para tal propósito, la cual se expone en el Anexo A.

Un sistema fotovoltaico de conexión directa a la red inyecta en tiempo real la energía generada a la red eléctrica de la edificación. Esta configuración no demanda el uso de baterías, y por tanto, requiere una inversión inicial y costos de operación y mantenimiento menores; así mismo, se eliminan las pérdidas ocasionadas por la etapa de almacenamiento. Adicionalmente, con el uso de inversores *grid-tied* con tecnología MPPT se garantiza la generación de la máxima potencia posible; caso contrario, al típico sistema aislado con almacenamiento de energía.

Ahora, dado que en Colombia no existe regulación para la inyección de energía eléctrica a la red pública proveniente de un sistema fotovoltaico, y que la generación de un sistema instalado en una edificación puede sobrepasar su demanda en ciertos instantes, se aclara que sólo se considera viable su implementación en instalaciones eléctricas de gran tamaño, como un campus universitario, que garanticen en todo momento una demanda que sobrepase la capacidad de generación del sistema.

Los paneles solares fotovoltaicos representan cerca del 60% de la inversión inicial; y por tanto, su selección debe realizarse principalmente con base en el menor costo por watt. La eficiencia no es un factor determinante en la selección, dado que se compensa con una mayor área instalada. Esto es válido para la mayoría de proyectos, porque no tienen restricciones críticas por superficie disponible.

Se recalcularon los parámetros de operación de los paneles fotovoltaicos de acuerdo al efecto térmico generado por el ambiente de Bucaramanga, dada la naturaleza semiconductora de estos dispositivos, y a que las condiciones

nominales de operación distan de manera significativa de las típicas en un área tropical. Se determinó que una temperatura ambiente de 26°C alterará los valores paramétricos de diseño: tensión, corriente y potencia. La generación se reducirá hasta en 15%.

Se estableció que en Bucaramanga es desfavorable la instalación de seguidores solares, debido a (1) la reducida ganancia en radiación solar por la cercanía con el Ecuador (<18%), (2) su alto costo de adquisición, y (3) la ausencia de beneficios financieros directos para la instalación de sistemas fotovoltaicos en zonas urbanas.

Se demostró que el seguimiento solar de dos ejes de libertad basado en la perpendicularidad al haz de radiación solar directa, planteamiento más popular difundido en la literatura y en el mercado, no ofrece el seguimiento solar óptimo. Sin embargo, genera una ganancia cercana al máximo valor alcanzable. Tal estrategia de seguimiento deja de ser óptima cuando la radiación solar difusa es igual o mayor al 30% de la radiación global, situación común en lugares con un nivel de nubosidad considerable, como la ciudad de Bucaramanga.

El uso de micro-redes con generación y gestión de energía eléctrica y alimentación de cargas en corriente continua supone un mayor nivel de eficiencia, debido a la omisión de los procesos de inversión y rectificación de la corriente; sin embargo, la inflexibilidad en los rangos de tensión de algunos dispositivos y el menor rendimiento de éstos, en comparación a sus homólogos en corriente alterna, hacen que por el momento, su uso no represente una menor cuantía en pérdidas de energía.

### **7.1.2 Sistema de aislamiento térmico a partir de cubiertas verdes (Capítulo 3)**

Se realizó la presentación de generalidades de las cubiertas verdes, como componentes, tipos y beneficios; y también, la descripción de su comportamiento térmico.

Se indicaron las consideraciones de diseño, las características técnicas de la aplicación; así como, su análisis térmico. En definitiva, la superficie ajardinada en las terrazas del complejo ascenderá a 1 300 m<sup>2</sup>, con un espesor de 25 cm y una densidad superficial de 150 kg/m<sup>2</sup> aproximadamente.

Para el caso del Edificio Eléctrica I, su sistema de cubiertas verdes de 500 m<sup>2</sup> reducirá la capacidad instalada del sistema de aire acondicionado en 23 toneladas de refrigeración (276 kBTU), lo que generará al año un ahorro de energía de 42 MWh, equivalentes a 552 BTU y 84,4 kWh por metro cuadrado, respectivamente.

Dado que el nivel de aislamiento térmico de una cubierta verde depende de tres factores principalmente, sombra generada por el área foliar, la cantidad de calor almacenada en el sustrato, y el calor disipado por la evaporación del agua contenida en el sustrato y en la vegetación, es preciso garantizar un sustrato con al menos 10cm de espesor y un nivel mínimo de humedad, a partir de un sistema de riego inteligente. Tal nivel de humedad deberá ser determinado a partir de investigaciones posteriores.

Las cubiertas verdes en la ciudad de Bucaramanga deberán utilizar de manera predominante especies vegetales del género *sedum*, con el fin de reducir los requerimientos de riego y mantenimiento, y favorecer el aislamiento térmico por el sombreado generado por el área foliar. Esta información se determinó a partir de un estudio desarrollado desde la Escuela de Biología de la Universidad Industrial de Santander.

Se evidencia que las precipitaciones anuales en Bucaramanga pueden cubrir con solvencia las necesidades acuíferas de una cubierta verde para una misma superficie de análisis, por lo que el excedente al ser captado puede atender necesidades secundarias, e.g. baterías sanitarias, de manera significativa en una edificación.

Debido a la tasa no constante de lluvias y a la variación de las necesidades acuíferas de una edificación durante el año, se precisa de una estrategia de tratamiento y almacenamiento de aguas lluvias remanentes.

Se recomienda la implementación de cubiertas verdes en el Área Metropolitana de Bucaramanga para mitigar el fenómeno de la “isla de calor”, ya que actualmente se han registrado temperaturas de 38°C y 45°C en terrazas del campus universitario con recubrimiento asfáltico en horas cercanas al mediodía. Tal implementación se considera factible debido a la estructura robusta de sus construcciones, a la alta humedad del entorno (>80%), al prolifero nivel de flora, al nivel de precipitación anual, a la fácil instalación y funcionamiento de esta aplicación, así como a la moderada inversión requerida (\$200 000/m<sup>2</sup>).

Adicionalmente, con ello se repondría parte del área verde sacrificada para la construcción.

### **7.1.3 Sistema de uso racional del agua (Capítulo 3)**

El diseño de un sistema de uso racional de agua en una edificación, que minimice el consumo de agua potable, requiere inicialmente la identificación de servicios y la cuantificación de su requerimiento acuífero; y luego, demanda la selección de técnicas de disminución del consumo, tales como: uso de dispositivos de bajo o nulo consumo (urinales, fluxómetros de doble descarga, aireadores para lavamanos y duchas), y captación y reutilización de aguas lluvias y aguas servidas claras para atender servicios que no demanden agua potable.

Se estimó que la demanda acuífera del Complejo E3T ascenderá a más de 1800m<sup>3</sup>, 20% corresponderá a riego, 60% a sanitarios y urinales, mientras el 20% restante a lavamanos, duchas, lavaplatos, bebederos y lavatraperos. Se aclara que las edificaciones sin cubierta verde poseen una menor demanda acuífera y permiten la captación de tres veces más de cantidad de agua lluvia.

En la configuración del sistema establecido para la captación del aguas lluvias se consideró el aprovechamiento de las superficies de las terrazas de los edificios Eléctrica I (500 m<sup>2</sup>), Eléctrica II (800 m<sup>2</sup>) e Ingeniería Industrial (600 m<sup>2</sup>), y dado que el nivel de precipitación anual en la ciudad de Bucaramanga alcanza los 1 280 mm en promedio al año, se tiene un potencial bruto de 2 430 m<sup>3</sup>, al restarse las pérdidas por no escurrimiento (190 m<sup>3</sup>) y por absorción de la capa de sustrato (1 250 m<sup>3</sup>), se tiene que el potencial neto asciende a 990 m<sup>3</sup>. Debido a la irregularidad de las lluvias a lo largo del año, se deben incorporar al sistema tanques de acopio.

El aprovechamiento de agua lluvia y reutilización de aguas servidas claras y el uso de componentes de nulo o bajo consumo reduce el vertimiento de agua a la red de alcantarillado, y en consecuencia, la presión sobre la planta de tratamiento de la CDMB. Se estimó que el vertimiento de agua conjunto de las tres edificaciones ascendería a 3 320 m<sup>3</sup>, de los cuales 1 245 m<sup>3</sup> y 1 500 m<sup>3</sup> corresponden a drenaje de aguas lluvias y servicios en el Complejo E3T, respectivamente; y los restantes 575 m<sup>3</sup>, al drenaje de aguas lluvias provenientes del Edificio de Ingeniería Industrial. El sistema reducirá el vertimiento a sólo 950m<sup>3</sup>, es decir, generará una reducción por encima del 70%.

Se realizó un análisis por escenarios del comportamiento del sistema de hidro-sanitario diseñado, a partir de su modelado matemático, con el fin estimar el beneficio final. Se concluye que este sistema permitirá disminuir en más de un 70% el consumo de agua potable, al pasar por ejemplo de 1 800 m<sup>3</sup> a 400 m<sup>3</sup>.

Por otra parte, debido a la complejidad del análisis de la iluminación natural, se recomienda el uso de herramientas robustas de simulación en la etapa de diseño para la evaluación de la composición arquitectónica, tales como: ECOTECT, DESIGN-BUILDER, DIALux, VELUX, entre otros.

#### **7.1.4 Recomendaciones sobre iluminación natural (Capítulo 4)**

Se estableció el nivel de iluminación disponible por piso y por fachada de la volumetría básica del Edificio Eléctrica II, para lo cual se debió cuantificar el nivel de obstrucción, el comportamiento de la radiación horaria de cielo cubierto y el nivel de iluminación potencial.

Se propuso el retroceso volumétrico tipo escalonado de la fachada norte del Edificio Eléctrica II, con el fin de aumentar el nivel de iluminación natural disponible tanto en esa fachada, como en la fachada sur del Edificio Eléctrica I.

Para el diseño de sistemas de iluminación natural en zonas tropicales se deben considerar niveles de radiación e iluminación según el escenario cielo cubierto, dado que la radiación directa incidente en una fachada vidriada crea inconvenientes de deslumbramiento a los ocupantes y calienta significativamente el interior de la edificación.

Se aprecia un significativo potencial del nivel de iluminación en las fachadas, que sobrepasa los 10 000 lux durante la mayor parte del día con horas sol. Por lo cual, se considera pertinente aprovecharlo a partir de una fachada con significativa área vidriada, previa protección de la radiación solar directa a partir de parasoles. Sin embargo, a pesar de este potencial, se tiene que el nivel de penetración al interior de los espacios es reducido, y por ello su aporte sólo debe considerarse útil a no más de 5m de las ventanas.

Se considera que en las fachadas este y oeste deben instalarse parasoles dobles de 1,5 m de longitud; mientras en la fachada sur, parasoles doble de 1m, En el caso de la fachada norte, se recomienda el uso de parasoles sencillos de un metro de longitud para los pisos 3 y 4. En caso de los pisos inferiores, dada la

fuerte obstrucción, principalmente por el Edificio Eléctrica I, se debe omitir el uso de parasoles.

Los tubos solares son una buena alternativa de luz cenital dado el gran potencial de iluminación incidente sobre las cubiertas de las edificaciones. Adicionalmente, restringe la transferencia de calor y permite regular la cantidad de iluminación natural entrante.

Se realizó el diseño de un sistema de iluminación natural a partir de tubos solares. Este consta de 23 tubos para iluminar espacios del cuarto y quinto piso con un área conjunta de 500m<sup>2</sup>. Su implementación generará un ahorro energético de 7,6 MWh al año.

### 7.1.5 Recomendaciones sobre ventilación natural (Capítulo 4)

Se definieron recomendaciones sobre la ventilación natural de la edificación, tales como: el uso de extractores, la definición de una altura mínima de los espacios y una tasa de renovaciones de aire, la indicación para el diseño de paredes y fachadas con libre flujo de aire y de patios interiores, el análisis del uso de pozos canadienses y el diseño de un sistema con esta tecnología para el Edificio Eléctrica I.

### 7.1.6 Evaluación financiera (Capítulo 5)

Se cuantificó la inversión inicial requerida, el beneficio energético generado y el ahorro financiero equivalente para cada una de las aplicaciones energéticas sostenibles diseñadas. Así mismo, se realizó el análisis financiero a partir de flujos de caja, valor presente neto y tasa interna de retorno, con el fin de conocer el atractivo de estas aplicaciones como alternativas de inversión financiera en la región. La Tabla 7.1 presenta los resultados consolidados de la evaluación realizada.

Tabla 7.1. Consolidado de la evaluación financiera.

APLICACIÓN	ÁREA	INVERSIÓN NETA		BENEFICIO ENERGÉTICO		AHORRO FINANCIERO		RECUPERACIÓN
	m <sup>2</sup>	M\$	M\$/m <sup>2</sup>	MWh	kWh/m <sup>2</sup>	M\$	\$/m <sup>2</sup>	Años
1. Subsistemas fotovoltaicos	193	501,12	2,60	40,30	208,80	16,12	83 523	-
2. Sistema eólico	-	29,95	-	0,11	-	0,04	-	-
3. Cubiertas verdes EE-I	500	48,05	0,096	42,24	84,48	16,90	33 800	3
4. Sistema de tubos solares EE-I	500	51,55	0,103	7,57	15,14	3,03	6 060	18

Se encontró que las cubiertas verdes son la aplicación más atractiva dada la menor inversión requerida y el mayor beneficio generado.

### 7.1.7 Sistema de evaluación de sostenibilidad (Capítulo 6)

Actualmente, es común calificar ciertas edificaciones como sostenibles, sobre todo si se les ha otorgado un reconocimiento de acuerdo al estándar LEED (EEUU) o BREEAM (Inglaterra). Tales certificaciones tienen como objeto exaltar proyectos que demuestran compromiso con el cuidado del medio ambiente y la calidad de sus espacios interiores en función de la satisfacción de las personas, a partir de un menor consumo de energía, agua y materiales, y reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, entre otros aspectos. Sin embargo, esto no quiere decir que tales mejoras sean de un nivel suficiente, como para concluir que el ambiente circundante del proyecto pueda soportar de manera favorable su existencia en el tiempo; principalmente, porque (1) los impactos de consumo de materiales y emisión de residuos aún son significativos y (2) se desconocen los niveles máximos que podrían alcanzar éstos. Es por ello, un error calificar de sostenible una edificación; lo correcto sería describirla como una construcción más amigable con el medio ambiente o “verde”, si es el caso. A lo sumo puede indicarse que una edificación es más sostenible que otra, aún cuando ninguna sea sostenible realmente.

Se analizó el planteamiento de sostenibilidad en el Complejo E3T según el alcance de este trabajo de investigación, de lo cual se genera un sistema indicadores para monitorizar los niveles sostenibilidad energética, acuifera, financiera; y en menor grado, de huella ambiental en toneladas equivalentes de CO<sub>2</sub> generadas.

Dada la cuantía de un proceso de certificación LEED, es pertinente adelantar valoraciones *a priori*. Para el caso del Complejo E3T, las aplicaciones desarrolladas permiten alcanzar un nivel de certificación entre *Certified* y *Gold*.

El impacto de las aplicaciones sostenible será de tipo inmediato, cuando genere cambios en la etapa de diseños, e.g. una menor inversión; y/o prolongado, si se reduce el consumo de recursos durante la vida útil de la edificación. Tales impactos deben ser cuantificados a partir de un sistema de evaluación de sostenibilidad, que para el caso del Complejo E3T, deberá generar información que permita concluir sobre la réplica de las iniciativas. Tal sistema se estructuró en

tres escalas de jerarquía de instrumentos de medición y monitorización: niveles de sostenibilidad, macro-indicadores e indicadores; para un total de 26.

### 7.1.8 Divulgación científica

Al momento de presentar este informe, se tiene que la divulgación científica realizada consta de seis (6) trabajos: cuatro ponencias, un artículo científico y un póster. La información más relevante se presenta en la Tabla 7.2.

Tabla 7.2. Divulgación científica del trabajo de investigación realizado.

TRABAJO PRESENTADO	TIPO DE DIVULGACIÓN	ORGANIZADOR	MEDIO O EVENTO DE DIVULGACIÓN
<b>1</b> Uso racional de la energía a partir del diseño de aplicaciones sostenibles en la Universidad Industrial de Santander	Ponencia nacional	Universidad Nacional (Bogotá)	Encuentro Nacional de Investigación en Posgrados 2009
<b>2</b> ¿Electrónica sostenible?	Ponencia nacional	Universidad Pontificia Bolivariana Sede Bucaramanga	IV Seminario Internacional de Ingeniería Electrónica (2010)
<b>3</b> Edificaciones verdes	Ponencia nacional	Universidad de Santander	Semana de Ingenierías (2010)
<b>4</b> Desarrollo sostenible en edificaciones	Artículo científico	Universidad Industrial de Santander	Revista UIS Ingenierías Vol. 9 No 1 Junio 2010
<b>5</b> Grid-TIE PV-System Design with Micro-Grid DC on Internal Grid of the Universidad Industrial de Santander	Póster internacional	EILAT-EILOT RENEWABLE ENERGY INICIATIVE (Government of Israel)	EILAT-EILOT RENEWABLE ENERGY 4th International Conference&Exhibition (2011)
<b>6</b> Análisis técnico para la implementación de seguidores solares en sistemas de generación fotovoltaica en la ciudad de Bucaramanga	Ponencia internacional	Universidad Nacional de Ingenierías (Lima)	INTERCON (2011)

### 7.1.9 Proyectos de grado

Dentro del quehacer de este trabajo de investigación, se coordinó como director y codirector el desarrollo de varios proyectos de grado en los cuales participaron estudiantes de ingenierías eléctrica y electrónica, que a continuación se listan:

- Generación de energía eléctrica a partir de bicicletas estáticas.
- Estudio técnico de potenciales aplicaciones domóticas en seguridad para el Edificio Eléctrica II.
- Diseño de un sistema de generación eléctrica fotovoltaica y de una red eléctrica en corriente continua de baja tensión para el posible nuevo Edificio Eléctrica II de la Universidad Industrial de Santander.
- Estudio de factibilidad técnica y financiera del uso del biogás obtenido del excremento de ganado para suplir necesidades energéticas del sector rural.

- Estudio de factibilidad técnica y financiera de utilización de biomasa para suplir necesidades energéticas en el Edificio de Bienestar Universitario.
- Tecnología LED: Revisión de aplicaciones como alternativa para entornos sostenibles.
- Diseño de la automatización y control de un sistema de ventilación natural forzada a partir de tubos enterrados para espacios interiores en el Edificio Eléctrica II.
- Diseño de un sistema de iluminación natural y artificial para el Edificio Eléctrica II.

## **7.2 CONSIDERACIONES Y RECOMENDACIONES**

A continuación se presentan algunas consideraciones y recomendaciones sobre edificaciones verdes, producto del desarrollo de este Trabajo de Investigación.

Las edificaciones verdes, erróneamente llamadas sostenibles, generan ahorros energéticos significativos al implementarse estrategias de iluminación y ventilación naturales, techos y paredes verdes, tecnologías de alta eficiencia y fuentes de energía renovable. El diseño de estas aplicaciones sostenibles requiere de un equipo altamente especializado e interdisciplinario y su costo de implementación significa una mayor inversión inicial, cubierta sólo por una minoría de proyectos. En Colombia, se ha desarrollado en los últimos tres (3) años un significativo interés por este tema, a tal punto que se creó en el 2008 el Consejo Colombiano de Construcción Sostenible, y en la actualidad hay en el país dos edificaciones certificadas bajo el estándar LEED y existen más de veinte (20) proyectos que esperan tal distinción entre 2011 y 2012.

La búsqueda de una certificación LEED para una edificación en Colombia supone un conjunto de restricciones, dado que tal estándar fue concebido para el entorno norteamericano, y el hecho de ser aplicado en otros países no implica una adaptación de los lineamientos exigidos, razón por la cual actualmente existen créditos que no son posibles de obtener o se requeriría de una gran inversión para ello, esto se da por una nula o muy escasa oferta de servicios tales como: vehículos ecológicos, madera y productos en general con sello verde de reconocimiento LEED, material residual de construcciones tratado para ser reutilizado, comercialización de energía eléctrica generada en granjas verdes (centrales fotovoltaicas, eólicos, etc.), entre otros.

Actualmente, no existe en el mercado ni en la literatura una herramienta que permita definir el conjunto particular de aplicaciones y sus características técnicas para obtener el mayor ahorro energético en una edificación al menor costo financiero. Por lo que, se requiere la realización de trabajos de investigación que permitan la mejora del diseño energético de las edificaciones. Este problema de optimización, es aún de mayor importancia en un país como Colombia, donde el factor financiero es una fuerte restricción en proyectos de construcción. Solucionarlo permitiría la masificación de edificaciones con altos perfiles de desempeño energético, con lo cual se favorecería a poblaciones económicamente más desfavorecidas.

Aunque en el país el mercado de soluciones sostenibles está en proceso de crecimiento, es casi inexistente su presencia en la ciudad de Bucaramanga en comparación a lo que sucede en Bogotá y Medellín; esto, a pesar de que según la Cámara Colombiana de Construcción<sup>18</sup>, la ciudad bonita, entre 2010 y 2020 tendrá la tasa de construcción más alta del país.

Aunque existe una alta oferta a nivel mundial de dispositivos para diseñar configuraciones de sistemas fotovoltaicos y/o eólico, como por ejemplo las unidades de gestión NPS-1000 y Power-one; en Colombia se desconoce la existencia de tales tecnologías, tanto por parte de proveedores como de diseñadores, lo cual reduce de manera significativa la gama de soluciones tecnológicas.

Se aprecia el reducido dominio de profesionales en el país de lineamientos de diseño de sistemas aislados o conectados a la red, de media y alta complejidad. Esto se explica en parte por el limitado planteamiento que expone la NTC-2050 al respecto, y a la no regulación de esta práctica en el país, por lo que temas de significativa relevancia, como separación galvánica, sincronismo con la red, entre otros, deben ser consultados en el Código Eléctrico Americano, en los Reales Decretos Españoles y/o en los estándares del IEEE y del IEC.

En cuanto al diseño de cubiertas verdes, hay ausencia de investigaciones enfocadas a la búsqueda de la maximización del aislamiento térmico con el menor costo acuífero posible para el caso tropical. Tal deficiencia es una clara oportunidad para el desarrollo de investigaciones que permitan una correcta selección y dimensionamiento de cada uno de los componentes de esta aplicación

---

<sup>18</sup> Revista URBANA. Publicación Diciembre de 2010. CAMACOL (Cámara Colombiana de Construcción).

para el Área Metropolitana de Bucaramanga en función de la oferta existente en el mercado.

No se aprecia en el medio colombiano conocimiento significativo de sistemas de uso racional del agua. Sólo se promocionan aplicaciones individuales como dispositivos ahorradores, estrategias de captación de agua, dispositivos secos, y de manera escasa, sistemas para el tratamiento de aguas lluvias y servidas y de monitorización del uso racional del agua; sin embargo, no se evidencian soluciones integrales para las edificaciones.

Se detectó la carencia de sistemas de riego automático inteligentes, que controlen el nivel de humedad en cubiertas verdes, lo cual es prioritario para lograr un buen aislamiento térmico y reducir al mínimo recomendable el consumo de agua para esta aplicación. Dicho sistema debe permitir una atención zonificada de la cubierta, lo cual se logrará a partir de sensores de humedad y puntos de riego independiente.

Se considera necesario el desarrollo y la implementación de sistemas de monitorización a partir de sensores de tipo portátil con el fin de analizar diferentes espacios al interior de edificaciones del campus universitario y con ello apoyar el estudio de diferentes aspectos relacionados con el nivel de sostenibilidad.

Actualmente, no existe una correcta la dinámica de trabajo interdisciplinario en la etapa de diseño de una edificación tradicional, tal como sucede en la Universidad Industrial de Santander, lo que a su vez es el reflejo del sector de la construcción.

En la actualidad, se aprecia un generalizado desconocimiento, por parte de arquitectos e ingenieros electricistas, de tecnologías para el correcto aprovechamiento de la luz natural, denominadas sistemas de iluminación luz día. Esto se debe a la escasa formación académica en el campo y a la reducida oferta tecnológica en el mercado colombiano de estas soluciones.

También es parte integral de un sistema de iluminación, el tipo de acabado del espacio interior debido a que su reflectancia permitirá en mayor o menor grado la iluminación de espacios lejanos de la fuente de luz.

Cada herramienta de iluminación natural seleccionada debe considerar el comportamiento térmico del espacio a iluminar. En áreas cálidas, se requiere el diseño de un sistema de ventilación que involucre los sistemas de iluminación, en particular cuando las corrientes de aire son débiles.

# ANEXO A. METODOLOGÍA PARA EL DISEÑO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

---

El diseño de los subsistemas fotovoltaicos se basó en la aplicación de la metodología mostrada en la Figura A.1. Consta de cinco (5) fases, y un total de 19 etapas. A continuación se expone cada etapa de la metodología establecida.

## **FASE 1. POTENCIAL ENERGÉTICO**

### **Etapas 1.1. Realizar un estudio de la radiación solar en sitio.**

El diseño de un sistema de generación fotovoltaico debe iniciar con la cuantificación del potencial energético de la radiación solar. Es recomendable tener datos históricos de varios años.

La información más elemental de radiación solar puede obtenerse de mapas solares, que ofrecen datos de promedios mensuales multianuales. Si se cuenta con acceso a una estación meteorológica, los datos serán de radiación solar horaria, muy útiles para realizar análisis energéticos basados en simulación a partir del modelado energético de los componentes del sistema.

Como medida preventiva en la operación de sistema, se debe establecer una caracterización de datos que superen  $1,0 \text{ [W/m}^2\text{]}$ , para determinar si la corriente y la potencia de generación de dimensionamiento deben ser ajustadas.

### **Etapas 1.2. Determinar el análisis incremental por seguimiento solar**

Si se desea utilizar algún tipo de seguidor solar, es necesario conocer su impacto sobre la generación eléctrica.

El seguimiento solar en sistemas fotovoltaicos permite aumentar la captación de radiación solar y con ello incrementar la generación de energía eléctrica por parte

de los paneles fotovoltaicos en comparación con una configuración horizontal de éstos.

Existen tres tipos de seguimiento solar: (i) estático, (ii) dinámico de 1 grado de libertad y (iii) dinámico de 2 grado de libertad. Éste último da a los paneles en todo momento la orientación y la inclinación óptimas respecto del Sol, aprovechándose así al máximo la totalidad de la radiación solar.

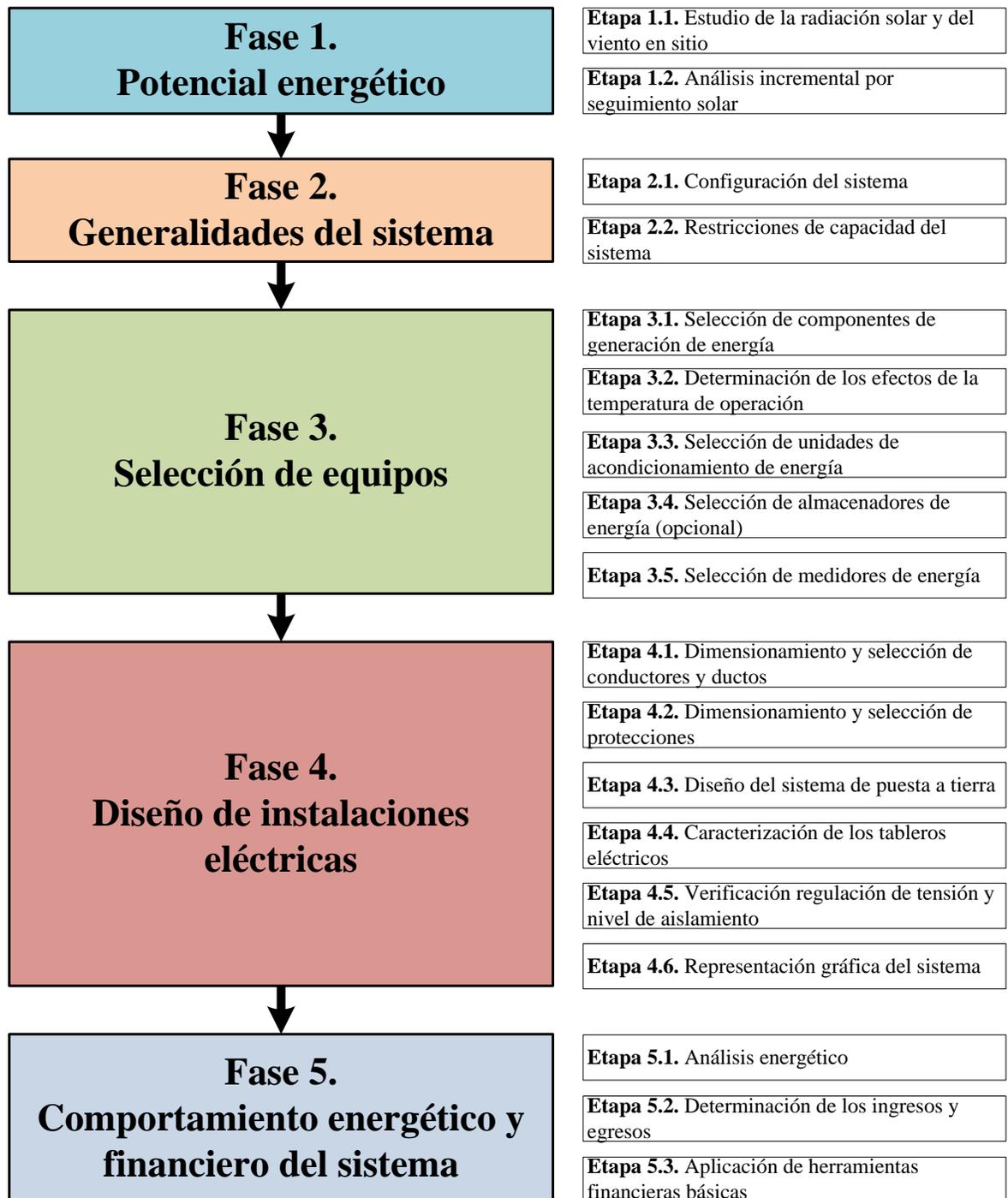


Figura A.1. Esquema de la metodología aplicada para el diseño del sistema fotovoltaico.

Se recomienda consultar publicaciones donde se analice este tipo de estrategias en la zona donde se localiza el proyecto. No se debe hacer uso de estudios realizados en otras latitudes debido a que la posición geográfica es determinante en los beneficios del seguimiento solar.

## FASE 2. GENERALIDADES DEL SISTEMA

### Etapa 2.1. Definir la configuración del sistema

Los sistemas fotovoltaicos tienen diferentes configuraciones en función de su relación con la red eléctrica, el tipo de carga y el almacenamiento de energía. En la Figura A.2 se presentan cinco esquemas genéricos de configuración, los cuales pueden ser adaptados según la necesidad. Conocer la configuración requerida permite visualizar su estructura y los componentes principales.

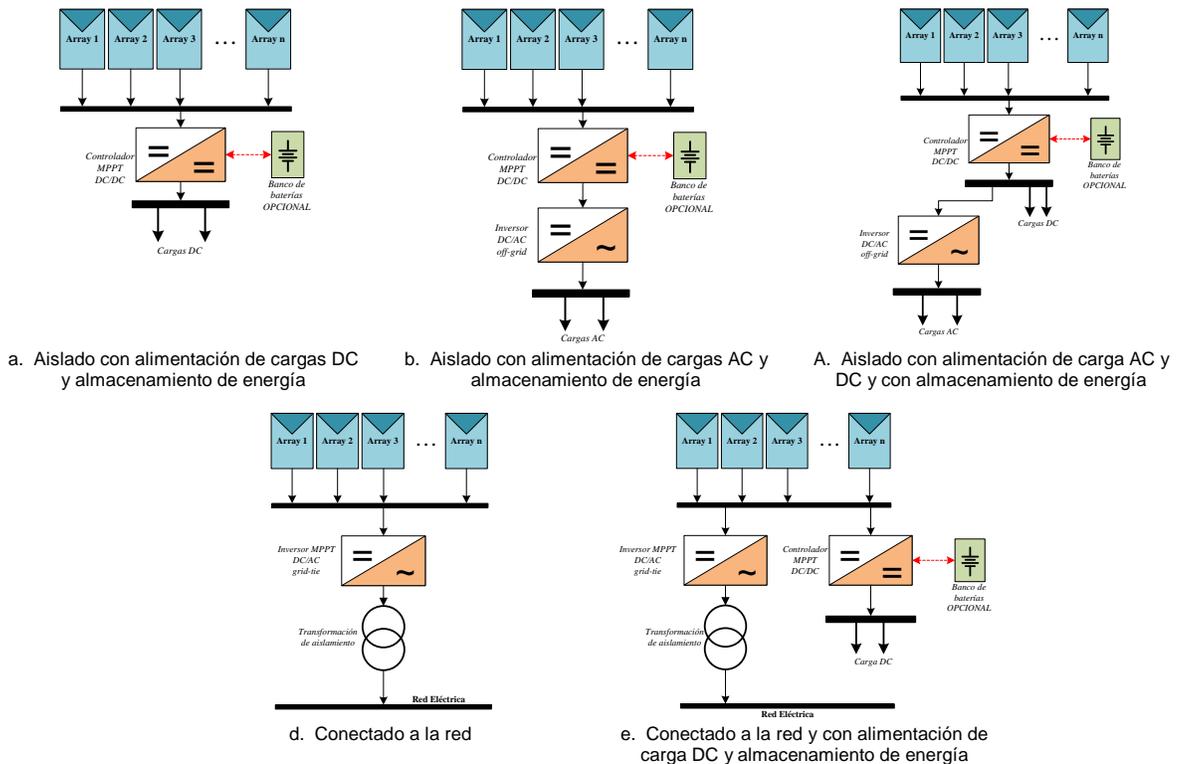


Figura A.2. Configuraciones tipo de sistemas fotovoltaicos.

### Etapa 2.2. Analizar las restricciones de capacidad del sistema

Un sistema fotovoltaico puede presentar tres razones para que sea restringida su capacidad: área, inversión inicial y demanda.

En Tabla A.1 se presenta información para determinar la máxima capacidad del sistema por área o por inversión. Para determinar el tamaño del sistema PV con base en la demanda, se recomienda la consulta de libros especializados. El menor valor obtenido de los tres cálculos realizados será la capacidad del sistema.

**Tabla A.1.** Restricciones por área e inversión inicial.

RESTRICCIÓN POR ÁREA	En este caso existe un área límite para el proyecto, por ende la potencia del mismo estará en función del número de paneles que allí puedan instalarse. Debido a que la mayoría de paneles tienen una eficiencia de aproximadamente 14%, es decir una densidad de potencia de 140W, se puede estimar la capacidad del sistema como sigue:	
	Capacidad estimada del sistema en función del área (A)	$P[W] = f(A) = A(m^2) * \eta_{panel}(\%) * 1000 = 140 * A [W]$
RESTRICCIÓN POR INVERSIÓN	Esto ocurre cuando se da un tope máximo de inversión inicial para el proyecto. Considerando la tendencia mundial, se puede estimar el precio del sistema por W instalado. Existen dos precios a tener en cuenta, con y sin seguimiento solar.	
		$P[W] = f(\$) = Inversión(\$)/Costo (\$/Wp) [W]$
	Capacidad del sistema en función de la inversión (A)	Con seguimiento solar → $P[W] = Inversión/24\ 000 [W]$ Sin seguimiento solar → $P[W] = Inversión/17500 [W]$

Ahora, cuando exista de manera simultánea una limitación de dinero y área, lo cual sucederá en la mayoría de los casos, es preciso establecer cuál es la restricción real, para lo cual es útil seguir alguno de los procedimientos expuestos en la etapa 3.1.

## FASE 3. SELECCIÓN DE EQUIPOS

### Etapla 3.1. Selección de componentes de generación

La etapa de generación se conforma por paneles fotovoltaicos, y de manera opcional, por seguidores solares.

El procedimiento de selección de los paneles depende del escenario de diseño que es definido por el área disponible, la inversión máxima posible y la capacidad instalada requerida. La Tabla A.2 expone las consideraciones a tener en cuenta según el escenario. Dependiendo de la estructura (*grid-tied* o *stand-alone*), los paneles podrán ser de tipo *on-grid* o *off-grid*. Es preciso saber que el costo de los paneles oscila alrededor del 60% de la inversión total del proyecto.

**Tabla A.2.** Procedimiento para la selección de paneles fotovoltaicos según el escenario para el diseño.

Escenario	Restricción			Estructura		Objetivo	Procedimiento
	Área [m <sup>2</sup> ]	Inver. [\$]	Cap. Inst. [W]	Grid-tied	Stand-alone		
1	X	-	-			Obtener la mayor capacidad instalada en el área definida	Se selecciona el paneles con mayor eficiencia (P[W]/m <sup>2</sup> )
2	-	X	-			Obtener la mayor capacidad instalada con la inversión establecida	Se selecciona el panel con menor densidad de costo (C[\$]/W)
3	X	X	-	Paneles ON-GRID	Paneles OFF-GRID	Obtener la mayor capacidad instalada en el área definida con la inversión establecida	Se calcula la capacidad instalada y el área del campo generador con cada opción a partir de la inversión establecida. Posteriormente, se eliminan las opciones que superen el área máxima. Por último, se selecciona la opción con mayor capacidad instalada.
4	X	-	X			Obtener la capacidad requerida en el área definida	Se calcula el campo generador con la capacidad requerida con cada opción; posteriormente, se elija eliminan aquellas opciones que requieran un área mayor a la disponible. Se selecciona la opción viable con menor costo de inversión.
5	-	X	X			Obtener la capacidad requerida con la inversión establecida	Se calcula la inversión del campo generador con la capacidad requerida para cada opción. Se selecciona la más económica, siempre y cuando la inversión no supere el valor disponible.
6	X	X	X			Obtener la capacidad instalada en	Se calcula la capacidad instalada y el área del campo

el área definida con la inversión establecida

generador con cada opción a partir de la inversión establecida. Posteriormente, se eliminan las opciones que superen el área máxima. Por último, se selecciona la opción con mayor capacidad instalada, siempre y cuando se cumpla con la capacidad requerida.

En el caso de los seguidores solares, la selección depende de su área y costo ( $\$/m^2$ ). Por seguidor debe instalarse un número entero de arrays, y la totalidad de éstos destinados para generar con seguimiento solar debe instalarse en un número entero de seguidores.

Si el sistema no posee seguimiento solar dinámico, debe en esta etapa definirse las características de la estructura de montaje, la cual es generalmente de aluminio y ha de soportar la intemperie.

### Etapa 3.2. Determinación de los efectos de la temperatura de operación

El comportamiento de los paneles fotovoltaicos depende de forma significativa de la temperatura de operación, y ésta a su vez de la temperatura ambiente, tal como se muestra en la Figura A.3. Este fenómeno se debe a su naturaleza semiconductora.

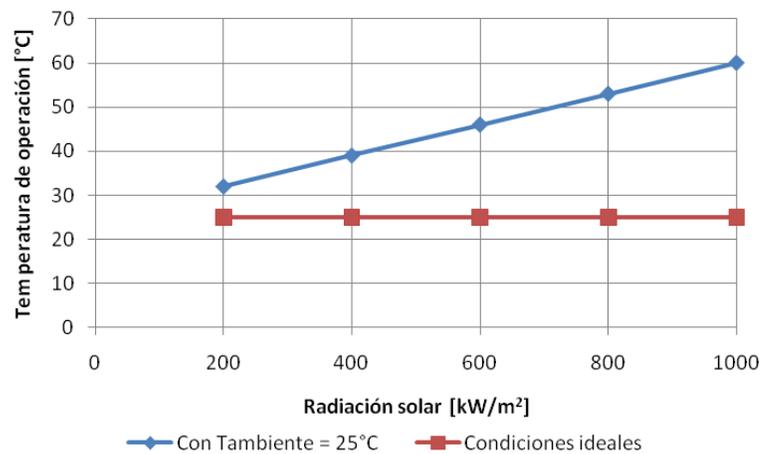


Figura A.3. Comportamiento de la temperatura de operación.

Es prioritario conocer el efecto térmico del entorno sobre los parámetros característicos y la potencia a generar del panel, ya que en éstos se basa el dimensionamiento y operación del sistema. Debe recalcularse los siguientes parámetros: corriente de corto-circuito, corriente de máxima potencia, tensión de circuito abierto y tensión de máxima potencia (ver anexo H)

A partir de este análisis, se deben ajustar la corriente de dimensionamiento, la tensión de circuito abierto y el rango de tensiones de máxima potencia. Se considera conveniente por seguridad mantener, como referencia para el diseño, los valores nominales de potencia, y por ende la capacidad instalada.

### Etapa 3.3. Selección de unidades de acondicionamiento de energía

La etapa de generación de un sistema fotovoltaico entrega la energía eléctrica en tiempo real con una tensión, corriente y potencia variantes y en corriente continua. Para lograr su correcto aprovechamiento según las necesidades establecidas, se precisa de equipos que mantengan constante la tensión en AC o DC, gestionen el flujo de potencia, carguen y descarguen las baterías, alimenten la carga en AC, se sincronicen con la red y/o garanticen una separación galvánica de la red eléctrica, para lo cual se requiere de varias unidades de acondicionamiento. El conjunto de estas unidades depende del tipo de configuración del sistema, tal como lo muestra la Tabla A.3.

**Tabla A.3.** Unidades de acondicionamiento de energía según el tipo de sistema

Configuración del sistema	Unidades de acondicionamiento requeridas
1 Conectado a la red	(1) Inversor AC/DC grid-tied (2) Transformador de aislamiento
2 Conectado a la red con micro-red en DC	(1) Inversor AC/DC grid-tied (2) Transformador de aislamiento (3) Unidad de gestión de la energía (4) Convertidores DC/DC
3 Aislado con carga DC	(1) Regulador o controlador de carga
4 Aislado con carga AC/DC o AC	(1) Regulador o controlador de carga (2) Inversor off-grid AC/DC

La Tabla A.4 presenta los parámetros requeridos para la correcta selección de cada una de las unidades de acondicionamiento de energía. La cuantificación de algunos parámetros se realizó con base la revisión de ofertas tecnológicas.

**Tabla A.4.** Parámetros para la selección de las unidades de acondicionamiento de energía.

Configuración del sistema	Unidades de acondicionamiento requeridas
1 Inversor AC/DC grid-tied	(1) Eficiencia $\geq 95\%$ (2) Tecnología MPPT (3) Límite inferior $V_{in} > 2500V$ (4) Límite superior $V_{in} < 600V$ (5) Tensión de salida 208VAC (6) Frecuencia = 60Hz (7) Potencia = Capacidad instalada
2 Transformador de aislamiento	(1) Eficiencia $\geq 95\%$ (2) Relación de transformación 1:1 (3) Conexión $\Delta Y$
3 Unidad de gestión de la energía	(1) Eficiencia $\geq 90\%$ (2) Potencia = Potencia inversor (4) Potencia = Potencia micro-red
4 Convertidores DC/DC	(1) Eficiencia $\geq 90\%$
5 Regulador o controlador de carga	(2) $V_{out\_DC} = 24/48Vdc$
6 Inversor off-grid AC/DC	(1) Eficiencia $\geq 90\%$ (2) Tecnología MPPT (3) $V_{in} = V_{out}$ (regulador) (4) Tensión de salida = $V_{carga}$ (5) Frecuencia = 60Hz (6) Potencia = Carga instalada

### Etapa 3.4. Selección de almacenadores de energía (opcional)

La tensión nominal de las baterías puede ser de 2V, 6V, 12V y 24V. El número de unidades conectadas en serie se determina colocando tantas unidades en serie

como la tensión de operación  $V_{DC}$  lo exija. El número de unidades en paralelo es igual al múltiplo de unidades en serie inmediatamente siguiente al resultado de dividir el número total de baterías requeridas sobre número de unidades en serie.

La capacidad de dimensionamiento ( $CB_{dim}$ ) del banco de baterías se fija con el mayor de los siguientes dos requerimientos: la capacidad de batería por máxima corriente de carga ( $CB_{carga}$ ) y la capacidad de batería por rápida descarga ( $CB_{descarga}$ ).

$$CB_{dim} = MAX(CB_{carga}, CB_{descarga}) \quad (A.1)$$

**Capacidad mínima de la batería considerando la corriente de carga.** Los fabricantes recomiendan que la carga no se realice a una tasa superior al  $0,2 \cdot C_n$ , donde  $C_n$  es capacidad nominal de la batería. El cálculo a realizarse es el siguiente:

$$CB_{carga} > \frac{G * A * \eta_{panel}}{0,2 * V_{sist}} \quad (A.2)$$

**Radiación horaria (G).** Es la radiación solar de diseño de un sistema fotovoltaico.

**Área (A).** Área del bloque de paneles asociados a la microred.

Eficiencia del panel seleccionado ( $\eta_{panel}$ )

Tensión del sistema ( $V_{sist}$ )

**Capacidad mínima de la batería considerando la corriente de descarga.** Teniendo en cuenta la disposición del banco de batería, este valor será el mismo de cada una de las baterías a poner en serie, si no hay baterías en paralelo. Se determina a partir de la siguiente expresión:

$$CB_{descarga} = CB_{serie} > \frac{Er}{V_{sist} * PD * \eta * FCDR} \quad (A.3)$$

**Factor de compensación por descarga rápida (FCDR).** El banco de baterías debe estar en capacidad de atender la demanda diaria de la microred, lo que implica su descarga en un tiempo, hecho que reduce la capacidad de la batería, y por lo cual debe ser considerado un factor de compensación en su dimensionamiento. Es igual a la capacidad real de la batería en función de la duración promedio de la descarga.

**Profundidad de descarga (PD).** Este factor es determinante en la vida útil de la batería, por tanto se recomienda que sea aproximadamente 50%.

**Energía requerida (Er).** Es la energía eléctrica que el banco de baterías debe estar en capacidad de suministrar en un lapso determinado.

Rendimiento unidad de acondicionamiento ( $\eta$ ).

Las especificaciones facilitadas por el fabricante deben incluir como mínimo los siguientes puntos: tipo de batería, tensión nominal, capacidad en Ah, profundidad máxima de descarga, dimensiones, peso.

### **Etapa 3.5. Selección de medidores de energía**

Los medidores deben ser elegidos con base en la necesidad de monitoreo de variables en determinados puntos del sistema y preferiblemente con la capacidad para realizar tele-medición.

## **FASE 4. DISEÑO DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS**

Las instalaciones eléctricas de un sistema fotovoltaico deben cumplir con todo lo estipulado en la NTC-2050, especialmente lo indicado en su sección 690.

### **Etapa 4.1. Dimensionamiento y selección de conductores y ductos**

Según literal 690-31b), en sistemas fotovoltaicos se debe usar cables unipolares tipo SE, UF y USE, siendo éste último el recomendado para casos de exposición a la luz del Sol por su recubrimiento resistente al calor y a la humedad. Sin embargo, se recomienda el uso de cable flexible monopolar debido al esfuerzo mecánico cuando se instalen seguidores fotovoltaicos. Su recubrimiento debe cumplir las mismas funciones de los inicialmente mencionados, para ello se ha de revisar la sección 400 de la NTC-2050 (Cordones y cables flexibles).

En general, para el cálculo de conductores se debe tener presente lo indicado en la sección 310 de la NTC-2050, así como su apéndice B (Capacidad de corriente de conductores)

La determinación de los conductores se realiza de conformidad a su capacidad amperométrica y al nivel de regulación de tensión que ofrezcan. Dado que en la NTC-2050 no se precisan porcentajes definidos de regulación para los diferentes tramos de este tipo de sistemas, el diseñador asociará porcentajes a cada tramo siempre y cuando se cumpla con lo expuesto en el literal 210-19d), donde se indica que la regulación entre el alimentador y la carga final no debe ser superior al 5%.

**Regulación de tensión.** Establece la máxima caída de tensión que se presentará en un sistema y debe ser controlada a partir de la selección de conductores, con el fin de garantizar el funcionamiento apropiado de los equipos.

La regulación ( $\delta\%$ ) para sistemas DC se calculará a partir expresión abajo indicada. Las variables de cálculo son: resistividad ( $\rho$ ), corriente eléctrica ( $I$ ),

longitud del tramo (l), sección transversal del conductor en mm<sup>2</sup> (S) y tensión (V). El valor de la resistividad del cobre es 1/51 [Ω mm<sup>2</sup>/m].

$$\delta\% = \frac{200 * \rho * I * l}{S * V} \quad (A.4)$$

En sistemas AC trifásicos la expresión utilizada es (A.5), donde K<sub>G</sub> es la constante del regulación que depende del calibre del conductor y del factor de potencia. La constante de regulación ha de ser consultada en la Norma ESSA.

$$\delta\% = \frac{K_G * \sqrt{3} * I * l * (10^{-3})}{V} \quad (A.5)$$

En cuanto a los ductos de canalización de conductores, su dimensionamiento depende principalmente del tamaño y cantidad de conductores que deberán acoger. Otros factores a considerar son la temperatura de operación y la exposición al ambiente.

El diámetro mínimo del ducto, d<sub>t</sub>, se determina a partir de la expresión abajo presentada, donde d<sub>cj</sub> es el diámetro del conductor j.

$$d_t \geq 1,58 * \sqrt{\sum d_{c_j}^2} \quad (A.6)$$

Básicamente, hay dos tipos de ductos a utilizar en este tipo de instalaciones: tubo metálico galvanizado y tubo PVA. El primero debe ser utilizado en la zona de la azotea dado que estará expuesto a la intemperie y a la radiación solar. El segundo será utilizado en los tramos al interior de la edificación. Deben utilizarse las tablas C-8 y C-9 del Apéndice C de la NTC-2050, así como cumplir con lo indicado en la en la sección 346 para ductos (*conduit*) metálico rígido.

## Etapa 4.2. Dimensionamiento y selección de protecciones

El sistema fotovoltaico debe contar con diferentes medios para proteger la vida de las personas y/o la integridad de sus partes. En la Tabla A.5 se presentan los tipos de protección definidos para el sistema y los dispositivos que la proporcionarían.

Tabla A.5. Protecciones en el sistema fotovoltaico.

Tipo de protección	Dispositivo a usarse	Partes de la NTC-2050 a aplicar
Contra sobretensiones	Limitadores de tensión DC (Varistores AC) Limitadores de tensión AC (Varistores DC)	Sección 280
Contra sobrecorrientes y medios de desconexión	Fusibles Interruptores automáticos Interruptores manuales	Arts. 690-1, 690-8, 690-9 Subsección 690-C Sección 240
Contra flujo inverso de corriente	Diodos de bloque (solo parte DC)	Art. 690-2

El literal 690-9d) NTC-2050, especifica que los dispositivos de protección contra sobrecorriente, fusibles o interruptores automáticos, que se utilicen en cualquier

parte DC de un sistema de energía fotovoltaico, deben estar certificados para usarlos en circuitos de corriente continua y tener los valores adecuados de tensión, corriente y capacidad nominal de interrupción.

### **Etapa 4.3. Diseño del sistema de puesta a tierra**

El sistema de PAT debe realizarse de conformidad a la expuesto en la NTC 2050, con el fin de garantizar condiciones de seguridad a los seres vivos, presentar mínima variación de la resistencia debida a cambios ambientales, permitir a los equipos de protección el despeje rápido de las fallas, tener suficiente capacidad de conducción y disipación de corrientes de falla, evitar ruidos eléctricos, ser resistente a la corrosión; y finalmente, tener facilidad de mantenimiento de la instalación. Comprenderá la unión a tierra de todas las masas metálicas, tanto de la parte continua como la parte de alterna.

Es conveniente para la realización del diseño del SPAT tener presente las siguientes definiciones de conformidad a un sistema fotovoltaico:

- Conductor puesto a tierra: conductor portador de corriente, el negativo en sistema DC o el neutro en sistema AC bipolares, que debe conectarse a tierra.
- Conductor de tierra del equipo: conductor que normalmente no lleva corriente y se usa para conectar las partes metálicas accesibles de los equipos al electrodo de tierra.
- Conductor del electrodo de tierra: conductor que normalmente no lleva corriente y se usa para conectar el conductor puesto a tierra al electrodo de tierra.

La aplicación normativa sobre PAT para este tipo de sistemas se rige por lo dispuesto en la subsección 690-E (Puesta a tierra) y la sección 250.

#### *Para corriente continua DC.*

Según el Art. 690-41, debe existir un sistema PAT si un sistema fotovoltaico posee una tensión nominal superior a 50Vdc. En el Art. 690-42 se indica que la conexión a tierra debe realizarse lo más cerca posible de la fuente fotovoltaica, así el sistema quedará mejor protegido contra las posibles subidas de tensión producidas por los rayos.

En cuanto a los equipos, según el Art. 690-43, se deben aterrizar todas sus partes metálicas no portadoras de corriente, como son el marco de los módulos, equipos y encerramientos de conductores; independientemente de su tensión.

Los equipos cuya corriente de cortocircuito sea menor a dos veces la capacidad nominal de los dispositivos de protección contra sobrecorriente, deben tener un conductor de PAT con una sección transversal no menor a la de los conductores de los circuitos, según el Art. 690-45.

#### Para corriente alterna AA.

En el Art. 250-1 se indica que la instalación en general, los conductores y circuitos se ponen a tierra para limitar las tensiones debidas a rayos, subidas de tensión y para estabilizar la tensión a tierra durante su funcionamiento normal.

Los conductores de puesta a tierra de los equipos se conectan equipotencialmente al conductor del sistema puesto a tierra de manera que ofrezcan un camino de baja impedancia para las corrientes de falla, que facilite el funcionamiento de los dispositivos de protección contra sobretensiones en caso de falla a tierra.

Para el cálculo del conductor de puesta a tierra de equipos para el lado de corriente alterna del sistema según el Art. 250-95, debe tenerse en cuenta la intensidad máxima del dispositivo automático de protección contra sobrecorriente según el cuadro 250-95 de la NTC 2050.

#### **Etapa 4.4. Caracterización de los tableros eléctricos**

Los tableros requeridos para el sistema diseñado deben cumplir con lo expuesto en la sección 384 de la NTC-2050, así como lo indicado en las secciones 370 y 373, y el Art. 110-16. La cantidad, ubicación y tamaño de tableros dependerá de las necesidades del sistema.

#### **Etapa 4.5. Verificación regulación de tensión y nivel de aislamiento**

Es recomendable realizar un análisis del nivel de tensión de conformidad al diseño eléctrico, con el fin de conocer las condiciones nominales de operación del sistema. Un aspecto singular en este tipo de sistemas es el nivel de tensión antes y después de los equipos de acondicionamiento de energía, pues dado que son equipos que están diseñados para que las entradas de tensión fluctúen debido a la naturaleza de la radiación solar, éstos garantizan una tensión constante aguas abajo. Sin embargo, el cálculo de la regulación se realiza de forma convencional,

debido a que esto permite sobredimensionar los conductores, lo cual es favorable en este tipo de sistemas porque las pérdidas aquí son más costosas que en una instalación eléctrica tradicional dado al precio Wh generado.

También se recomienda realizar una descripción del nivel de aislamiento de tensión. Se debe verificar que los elementos utilizados, ductos, conductores, protecciones, paneles, unidades de acondicionamiento de energía, soporten la tensión máxima de circuito abierto que pueda presentarse en el sistema.

#### **Etapa 4.6. Representación gráfica del sistema**

Después de determinados cada uno de los componentes del sistema, se deberá establecerse un esquema general descriptivo del sistema y los diagramas unifilares del sistema, los cuales son la representación de los componentes constitutivos del sistema y de las interrelaciones entre estos. Presentan información como potencia, tensión, corriente, conductores, ductos, también aspectos relevantes de operación y/o instalación. Debe revisarse para esto, las indicaciones de la Norma ESSA para la presentación de planos.

### **FASE 5. COMPORTAMIENTO ENERGÉTICO Y FINANCIERO DEL SISTEMA**

#### **Etapa 5.1. Análisis energético**

El análisis energético hace referencia a saber qué, cómo, dónde y cuánto se consume. Su cuantificación debe realizar a partir de una formulación matemática de los mismos.

Lo ideal es realizar una simulación del sistema considerando las variaciones de los datos de entrada como la radiación solar y la temperatura de operación, y el comportamiento de los componentes a diferentes condiciones. Para ello, es preciso realizar el modelado de cada componente, el cual puede ser exhaustivo (modelado físico) o sencillo (modelado de variables de salida a partir de parámetros nominales).

El análisis energético permitirá conocer la energía solar captada, la eficiencia de cada componente y de todo el sistema, la energía pérdida en cada componente y en los conductores, y la energía total generada por el sistema.

## **Etapa 5.2. Determinación de los ingresos y egresos**

Con el fin de evaluar financieramente el sistema como un proyecto de inversión, es necesario determinar los ingresos y egresos que tendrá el sistema en su vida útil.

Los ingresos se determinan con base en la cuantificación financiera de la energía generada para cada año, lo que equivale al ahorro en el consumo energético. Para ello, es necesario conocer el costo del kWh.

Los egresos del sistema serán dos, inversión inicial y los gastos por AOM (administración, operación y mantenimiento), que a diferencia del primer egreso, se debe calcular para cada año de la vida útil del sistema.

Ha de considerarse los costos de adquisición de los componentes constitutivos del sistema, así como los costos de mano de obra y el adicional por utilidades, imprevistos y administración UIA.

## **Etapa 5.3. Aplicación de herramientas financieras básicas**

La determinación de la viabilidad financiera de un proyecto de inversión requiere la proyección del flujo de fondos del proyecto durante su vida útil y la construcción de un conjunto de indicadores para medir la bondad financiera del proyecto. Los más importantes en general son valor presente neto (VPN) y tasa interna de retorno (TIR).

### Diagrama de flujos de caja

Esta herramienta permite visualizar el resultado neto de ingresos y egresos durante la vida útil del proyecto.

### Valor presente neto-VPN

Se define como el valor que resulta de restar al valor presente de los flujos futuros de caja de un proyecto el valor de la inversión inicial. La traída de los valores a presente se realiza a una tasa de interés que se considera atractiva y razonable para la organización.

El cálculo del VPN se puede realizar a partir de dos modelos, pesos constantes o pesos corrientes. La diferencia radica en que el primero no considera el efecto de la inflación. Las expresiones (A.7) y (A.8) permiten su cálculo. Donde FC es el flujo del periodo t, i corresponde a un porcentaje e Inv representa la inversión

inicial requerida. La expresión (A.9) muestra la relación entre las tasas de interés de los modelos pesos corrientes y pesos constantes.

$$VPN_{\text{pesos constantes}} = FC * \sum_{t=1}^n \frac{1}{(1 + i_{\text{constante}})^t} - Inv \quad (A.7)$$

$$VPN_{\text{pesos corrientes}} = FC * \sum_{t=1}^n \frac{(1 + i_{\text{inflación}})^t}{(1 + i_{\text{corriente}})^t} - Inv \quad (A.8)$$

$$1 + i_{\text{corriente}} = (1 + i_{\text{constante}})(1 + i_{\text{inflación}}) \quad (A.9)$$

A continuación se presenta la equivalencia entre los dos modelos. Se considera pertinente exponerla debido a que existe la percepción general de que la consideración o no de la influencia de la inflación puede variar los resultados.

$$\begin{aligned} VPN_{\text{pesos corrientes}} &= FC * \sum_{t=1}^n \frac{(1 + i_{\text{inflación}})^t}{((1 + i_{\text{constante}})(1 + i_{\text{inflación}}))^t} - Inv \\ &= FC * \sum_{t=1}^n \frac{1}{(1 + i_{\text{constante}})^t} - Inv \end{aligned}$$

$$VPN_{\text{pesos corrientes}} = VPN_{\text{pesos constantes}}$$

Ahora, en cuanto a la conveniencia financiera de un proyecto a partir del VPN, se tiene la siguiente regla de decisión: si el  $VPN > 0$  entonces se precisa valor agregado, de lo contrario no.

Otra regla se precisa cuando hay dos proyectos mutuamente excluyentes, y es si  $VPN(A) > VPN(B)$ , por lo que sería A la alternativa que se debiese implementar.

### Tasa interna de retorno - TIR

Se define como la tasa de interés que hace equivalentes los ingresos y los egresos de un proyecto, entendiendo que la inversión inicial es el primer egreso que se identifica en un proyecto. En definitiva, es la tasa que iguala en el tiempo los ingresos y los egresos.

Se calcula con la misma expresión del VPN, pero simplemente se iguala su valor a 0 y a la tasa que esto ocurra será la TIR.

$$si\ VPN = fc * \sum_{t=1}^n \frac{1}{(1+i)^t} - Inv = 0 \quad \rightarrow \quad i = TIR \quad (A.10)$$

# ANEXO B. ESTUDIO DEL POTENCIAL SOLAR

---

A continuación se presenta generalidades sobre la radiación solar, la adquisición de datos y su análisis en sitio.

## GENERALIDADES DE LA RADIACIÓN SOLAR

Hace referencia a la energía proveniente del Sol, esencial para la vida en la Tierra, que puede ser aprovechada para la generación de energía eléctrica a partir de sistemas fotovoltaicos [1]. Generalmente, se mide en kWh/m<sup>2</sup>día [2].

Su incidencia sobre un lugar determinado es de naturaleza fluctuante y variable, debido a la rotación y traslación de la Tierra, la ubicación geográfica y a las condiciones climatológicas de cada lugar [3].

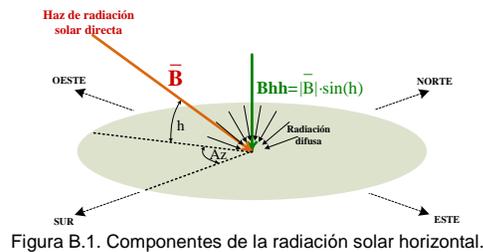
La lectura de la radiación solar sobre una superficie determinada es igual a la suma de tres componentes [1], [3]: *radiación directa* (componente perpendicular del haz de radiación solar directa a la superficie), *radiación difusa* (originada por la dispersión de parte de la radiación solar en la atmósfera) y *radiación reflejada* (producida por reflexiones en superficies del entorno)

### Radiación Solar Global Horizontal (G<sub>hh</sub>).

Está conformada por la componente vertical de la radiación directa (B<sub>h</sub>) y la radiación difusa para una superficie horizontal (D<sub>h</sub>) [1]. Cuando no existen obstáculos en el horizonte y las reflexiones provenientes del suelo no son percibidas por el instrumento de medición, la componente de radiación reflejada no es considerada.

$$G_{hh} = B_{hh} + D_{hh} \quad (B.1)$$

En la Figura B.1 se presenta radiación difusa sobre una superficie horizontal y la incidencia de la radiación directa.



## ADQUISICIÓN DE DATOS

En la ciudad de Bucaramanga, la Corporación Autónoma Regional para la Defensa de la Meseta de Bucaramanga-CDMB, adscrita al Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia-IDEAM, es la entidad encargada de la monitorización de las variables meteorológicas, siendo una de éstas, la radiación solar.

Cuenta con dos puntos de medición de radiación solar en la ciudad: Estación Centro y Estación Norte. En este documento se analizaron los datos obtenidos por las estaciones Centro y Norte de 2002 a 2008.

El dispositivo utilizado para las mediciones realizadas en las estaciones es un piranómetro<sup>19</sup> modelo 096-METONE que se aprecia en la Figura B.2. Mide la radiación solar global para una superficie horizontal.



Figura B.2. Piranómetro MET ONE-Modelo 096. Tomado de [4].

Aunque la E3T cuenta con un equipo para el monitoreo de la radiación solar global, solo lleva unos cuantos meses en servicio, y debido a que es

<sup>19</sup> Los piranómetros son instrumentos de medida que convierten la radiación solar en una señal eléctrica de tensión a partir de un sensor termoeléctrico [5].

recomendable valorar el recurso solar en sitio con datos de varios años, se utilizaron los datos históricos proporcionados por la CDMB.

No se utilizó la información expuesta en la publicación Mapa de Radiación Solar de Colombia debido a la calidad cuestionable de sus datos, ya que como expone la Tabla B.1, existe una diferencia importante con dos fuentes independientes de alta confiabilidad.

Tabla B.1. Comparación mensual de niveles diarios promedio de radiación solar sobre superficie horizontal de tres fuentes de información.

Fuente	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
CDMB	4,74	4,96	4,94	4,97	5,19	4,74	4,65	4,94	4,75	4,64	4,62	4,38
NASA	4,58	4,60	4,71	4,19	4,37	4,64	4,82	4,75	4,73	4,33	4,16	4,32
A. Solar	3,90	3,70	3,70	3,70	3,30	4,10	3,80	3,80	3,70	3,70	3,70	3,70

## ANÁLISIS DE DATOS

La Universidad Industrial de Santander se encuentra ubicada en la ciudad de Bucaramanga, al nororiente de Colombia. Su posición geográfica es 7,13° latitud norte y 73,13° longitud oeste y tiene una altura de cercana a los 1 000[m] sobre el nivel del mar [5]. En la Tabla B.2 se presentan algunos datos meteorológicos de la ciudad.

Tabla B.2. Datos de variables meteorológicas de la ciudad de Bucaramanga [5].

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
T (°C)	24,0	25,2	25,4	24,3	24,1	24,1	24,0	24,1	23,9	23,5	23,5	24,7	24,2
P(mm)	81	90	121	133	119	92	99	95	98	133	119	73	104,4
HR(%)	80	80	82	83	84	83	82	82	83	84	85	83	82,6
BS(h/m)	181	116	107	106	119	94	119	118	111	114	133	163	123,4

T: Temperatura. P: Precipitación. HR: Humedad relativa. BS: Brillo solar.

La radiación solar global diaria varía mayormente entre 4,5[kWh/m<sup>2</sup>/día] y 5,5[kWh/m<sup>2</sup>/día] durante el año. En general, se aprecia que la radiación solar sobre la ciudad de Bucaramanga se mantiene estable durante todo el año y que el valor diario multianual es aproximadamente de 4,9[kWh/m<sup>2</sup>/día]. Las figuras B.3 y B.4 y tablas B.3 y B.4 presentan los datos de radiación solar de 2002 a 2008.

Tabla B.3. Datos anuales promedio, máximo y mínimo (2002 – 2008).

AÑO	PROM	MAX	MIN
2002	4 863	7 590	1 192
2003	4 750	7 511	1 344
2004	4 574	7 584	1 188
2005	4 715	7 439	1 344
2006	4 709	7 515	1 579
2007	5 002	7 536	1 522
2008	4 990	7 651	1 578

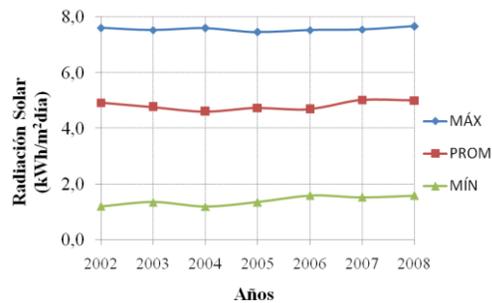


Figura B.3. Datos anuales de radiación solar global horizontal de 2002-2008.

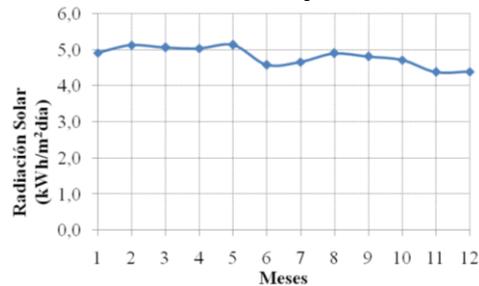


Figura B.4. Radiación solar global horizontal mensual multianual (2002-2008)

Tabla B.4. Radiación solar diaria mensual promedio de 2002-2009.

AÑO	PROMEDIOS DIARIOS MENSUALES DE RADIACIÓN SOLAR											
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2002	5 430	4 652	4 991	5 037	5 216	4 367	4 680	5 111	5 048	4 910	4 702	4 752
2003	4 895	4 932	4 922	5 247	5 103	4 894	4 384	5 046	4 422	4 234	4 431	4 539
2004	4 681	5 102	4 746	4 474	4 865	4 569	4 637	4 669	4 440	4 410	4 179	4 342
2005	4 181	4 398	5 229	5 047	5 412	4 727	4 890	4 662	4 452	4 736	4 363	4 584
2006	4 490	5 147	4 564	4 737	5 216	4 493	4 343	4 969	4 916	4 468	4 363	4 467
2007	5 482	6 045	5 313	5 385	4 818	4 280	4 740	4 633	5 162	5 153	4 751	4 356
2008	5 242	5 602	5 671	5 321	5 299	4 744	4 966	5 190	5 216	5 064	3 901	3 703

La energía solar en la Universidad Industrial de Santander alcanza los 1,82[MWh/m<sup>2</sup>/año]. Si se considera un sistema fotovoltaico con una eficiencia de conversión de 14%, la energía eléctrica generada sería de 254 [kWh/m<sup>2</sup>/año], lo cual representaría a la universidad un ahorro de casi \$ 80 000.

## REFERENCIAS

- [1] MUNNER, T. Solar radiation and Daylight models. Edinburgh : ELSEVIER, 2004. págs. 1-60. 0 7506 5974 2.
- [2] UPME-IDEAM. Atlas de Radiación Solar de Colombia. Anexo A. Bogotá : UPME-IDEAM, 2005. págs. 115-126.
- [3] AHRENS, DonalB. Essentials of meteorology. Third Edition. s.l. : Brooks Cole, 2000. págs. 25-50. 978-0534372002.
- [4] INSTRUMENTS, MET ONE. Solar Radiation Sensors-Specifications. Washington : s.n., 2009. pág. 4. (descargado de [www.metone.com](http://www.metone.com))
- [5] [www.wikipedia.org](http://www.wikipedia.org) [Consultada diciembre de 2010]

# ANEXO C. ESTUDIO DEL POTENCIAL EÓLICO

A continuación se presenta generalidades sobre el viento, el clima de Bucaramanga, la adquisición de datos meteorológicos y el análisis de los datos del monitoreo del viento en la E3T.

## GENERALIDADES DEL VIENTO

El viento es aire en movimiento y es una forma indirecta de la energía solar. Este movimiento de las masas de aire se origina de un calentamiento desigual de la superficie terrestre. Existen tres componentes del viento que describen la alta variabilidad de este recurso y a partir de los cuales es posible determinar su energía disponible, estos son: la velocidad y dirección del viento, y en menor grado, la densidad del aire [1], [2].

### Velocidad del viento

La velocidad del viento aumenta a mayor altura sobre la superficie, tal como lo indica la expresión (C.1), con la cual se calcula su valor a una altura diferente de donde se originó la lectura. La Tabla C.1 indica los posibles valores de  $a$  en función de las características de la superficie de interés [3].

$$V_2 = V_1 \cdot \left(\frac{h_2}{h_1}\right)^a \quad [m/s] \quad (C.1)$$

Donde,

- V1: velocidad del viento medida [m/s]
- h1: altura del anemómetro [m]
- V2: velocidad del viento que se desea determinar [m/s]
- h2: altura de interés para evaluar el recurso eólico [m]
- a: coeficiente de fricción o rugosidad del terreno [-]

Tabla C.1. Coeficientes de rugosidad o fricción del terreno.

TIPO DE TERRENO	COEFICIENTE DE FRICCIÓN
Lagos, océanos, superficies suaves y duras	0,1
Césped	0,15
Terrenos de cultivo, setos o vallas y arbustos	0,2

Campo boscoso con muchos árboles	0,25
Pueblo pequeño con algunos árboles y arbustos	0,3
Área de la ciudad con edificios altos	0,4

### Dirección del Viento

La dirección de la velocidad del viento está definida por la dirección de donde sopla el viento (ó más bien de donde proviene), no para donde se dirige [1], [2].

La representación gráfica radial de la variabilidad en la dirección del viento se conoce como la rosa de los vientos y se muestra en la Figura C.1 [3]. La rosa puede tener entre 4 y 16 puntos. La rosa de 16 puntos contiene los cuatro puntos cardinales (N, S, E y O), los cuatro rumbos laterales (NE, SE, NO y SO) y los ocho rumbos colaterales (NNE, ENE, ESE, SSE, SSO, OSO, ONO, NNO) [4].

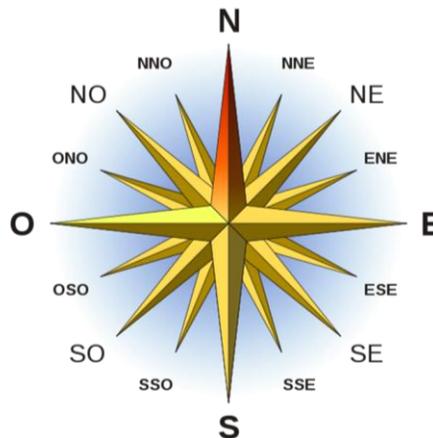


Figura C.1. Rosa de vientos de 16 puntos. [Tomado de www.wikipedia.org]

### Densidad del aire

Es la masa por unidad de volumen de la atmósfera terrestre. Al igual que la presión del aire, disminuye con el aumento de la altitud y de la temperatura. Su valor aproximado es 1,2 [kg/m<sup>3</sup>] [3]. La estimación de su valor para un lugar determinado requiere el conocimiento de varias variables y expresiones matemáticas complejas.

Para estimar la densidad del aire en la ciudad de Bucaramanga se utilizó la herramienta de cálculo de [http://wahiduddin.net/calc/calc\\_da.htm](http://wahiduddin.net/calc/calc_da.htm), los valores ingresados fueron: temperatura del aire (26 [°C]), presión del aire (1 008 [mb]) y el punto Dew (19 [°C]). Se obtuvo con resultado 1,160 [kg/m<sup>3</sup>], valor muy cercano al promedio obtenido con la estación VANTAGE PRO 2 – DAVIS de 1,156 [kg/m<sup>3</sup>].

## Potencia eólica

La potencia eólica es de naturaleza cinética y depende en alto grado de la velocidad del viento, ya que es proporcional al cubo de este valor, razón por la cual las características topográficas (esto es, formaciones geográficas, vegetación, montañas, valles, etc) y las obstrucciones en la superficie terrestre que afectan la calidad (velocidad y constancia) del recurso eólico disminuyen considerablemente la potencia disponible en el viento [1], [2], [3]. La densidad de la potencia eólica disponible se calcula como sigue:

$$P = \frac{1}{2} \rho A V^3 [W] \quad (C.2)$$

Donde,

$\rho$ : densidad del aire [kg/m<sup>3</sup>]  
A: sección transversal del viento [m<sup>2</sup>]  
V: velocidad del viento [m/s]

## Frecuencia del Viento

La representación gráfica de la frecuencia del viento se realiza a partir de un histograma de velocidades (o también llamado distribución de frecuencias de velocidad), con intervalos de 1 [m/s]. Su construcción puede ser de dos formas: estableciendo el número total de horas por intervalo o la representatividad temporal porcentual de éste en un periodo determinado [1], [2].

## Probabilidad de Weibull

El contorno de la distribución de frecuencia del viento en general puede ser descrito por la distribución de Weibull [5]. A continuación se presenta una aproximación establecida [5] que solo depende de la velocidad media del viento.

$$h(V) = \frac{2V}{V_m^2} e^{-\left(\frac{V}{V_m}\right)^2} \quad (C.3)$$

$$V_m = \frac{1}{T} \int V(t) dt \quad (C.4)$$

Donde,

V: velocidad del viento [m/s]  
V<sub>m</sub>: velocidad media del viento [m/s]  
T: Periodo de evaluación [s]

## CLIMA DE BUCARAMANGA

Bucaramanga está situada en la parte septentrional de Colombia, es la capital del departamento de Santander. Está en una zona intertropical (latitud 7° norte y longitud 73° oeste) y se encuentra ubicada al final de la cuenta del Río Chicamocha. Se halla en un pie de monte de la cordillera oriental a unos 1 000 [m] de altitud [4].

El clima de Bucaramanga está fuertemente influenciado por su posición en la zona de convergencia intertropical (ZCIT), la cual es un cinturón de baja presión que ciñe el globo terrestre en la región ecuatorial. Por esto, su radiación solar es fuerte todo el año y no presenta estaciones [6].

Las condiciones del viento en Bucaramanga son definidas por su posición en un clima intertropical con los vientos alisios<sup>20</sup> y el relieve. Debido a la gran influencia de la cordillera oriental se tiene que los vientos predominantemente son diurnos y provenientes del norte para el caso de la UIS. La Figura C.2 presenta la rosa de vientos de frecuencia característica de la UIS mostrada en [6].

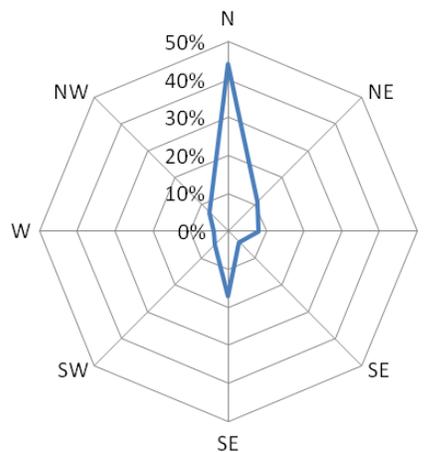


Figura C.2. Rosa de vientos de frecuencia de la UIS. Adaptada de [6].

La ubicación de la meseta de Bucaramanga en la parte central de un valle explica las particularidades del clima de Bucaramanga y por qué el viento es de baja magnitud [6].

---

<sup>20</sup> Los [vientos alisios](#) soplan de manera relativamente constante en [verano](#) (hemisferio norte) y menos en [invierno](#). Circulan entre los [trópicos](#), desde los 30-35° de [latitud](#) hacia el [ecuador](#). Se dirigen desde las altas presiones subtropicales, hacia las bajas presiones ecuatoriales [4].

## ADQUISICIÓN DE DATOS METEOROLÓGICOS

Para establecer el perfil del viento se utilizó la unidad VANTAGE PRO-2 DAVIS. Este módulo de sensores integrados se muestra en las figuras C.3 y C.4 y permita la lectura de variables meteorológicas y su visualización a partir de una consola con comunicación inalámbrica. Mide las siguientes variables: velocidad del viento, dirección del viento, precipitación, temperatura exterior, humedad exterior, radiación ultravioleta y radiación solar, a partir de las cuales se obtiene la valoración de forma indirecta de aproximadamente otras 20 variables [7].

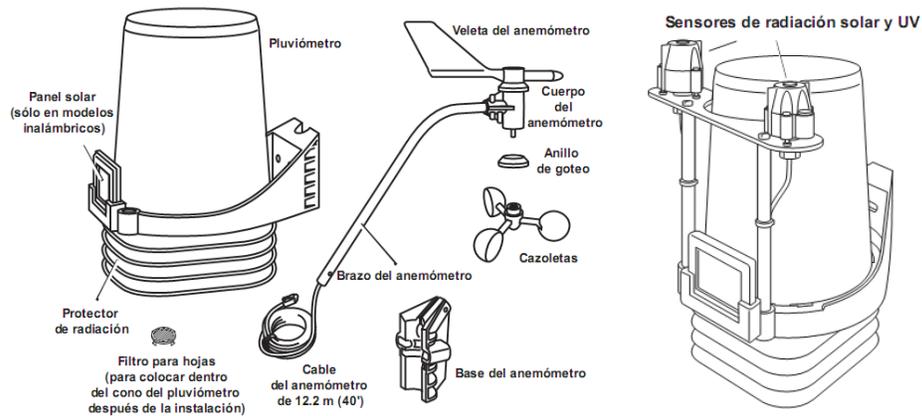


Figura C.3. Componentes de la unidad VANTAGE PRO 2. Tomada de [7].

Figura C.4. Unidad VANTAGE PRO 2. Tomada de [7].

El equipo fue adquirido por la E3T para el desarrollo de tareas del presente proyecto y como futura dotación del laboratorio de Uso Racional de la Energía y Energías Renovables. De forma temporal se ha instalado a 6 [m] sobre la terraza del Edificio Eléctrica, tal como muestra en Figura C.5.

Figura C.5. Montaje de la estación VANTAGE PRO-2.

Aunque los datos proporcionados por la unidad solo son de 4 meses, son el único insumo existente al respecto. Se aclara que lo recomendado es contar con datos históricos del viento de varios años.

### Medición de la velocidad y la dirección del viento

El anemómetro de este equipo incluye los sensores de velocidad del viento (cazoletas) y de dirección del viento (veleta). Está constituido de policarbonato y aluminio anodizado. Algunas de sus características técnicas son:

Tabla C.2. Especificaciones técnicas del anemómetro de la unidad VANTAGE PRO. Tomado de [7].

ESPECIFICACIÓN	VARIABLE	
	VELOCIDAD	DIRECCIÓN
Rango	1 a 67 [m/s]	0° a 360° en 16 escalas
Exactitud	1 [m/s] ±5%	±7°
Resolución	0,1 [m/s]	1°

Realiza el muestreo de datos cada 2,25 segundos y entrega reportes en periodos que van desde 1 minuto hasta 2 horas, según configuración.

### Software WEATHERLINK

Esta herramienta permita el almacenamiento, visualización del comportamiento histórico de las variables y la generación de reportes consolidados. Es parte integral de la estación VANTAGE PRO-2. La Figura C.6 muestra la ventana de visualización en tiempo real de las variables monitoreadas y las figuras C.7 y C.8 la ventana de comportamiento histórico de la velocidad y la dirección del viento.

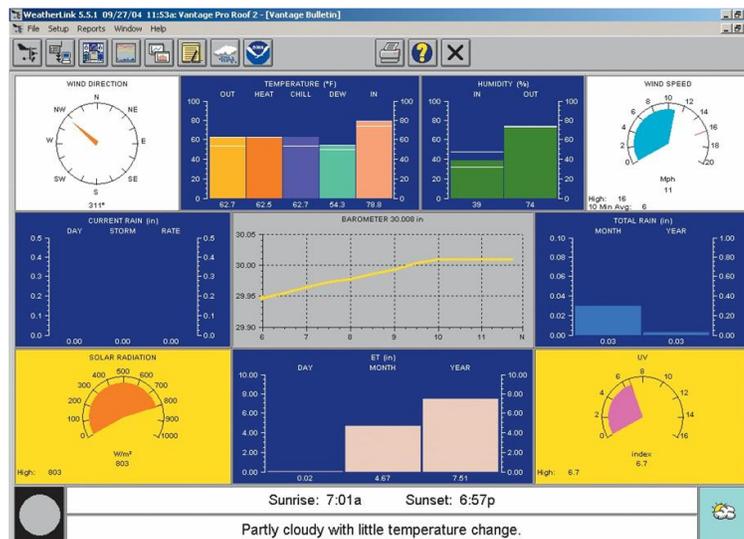


Figura C.6. Interfaz de visualización del comportamiento en tiempo real de las variables meteorológicas.

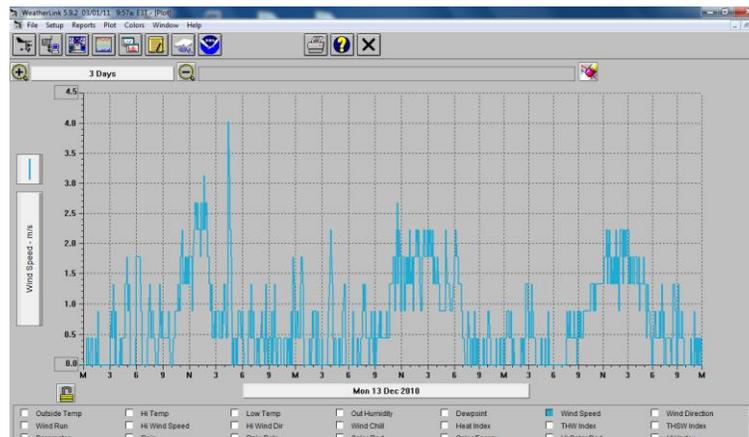


Figura C.7. Comportamiento histórico de la velocidad del viento [Período: 3 días].

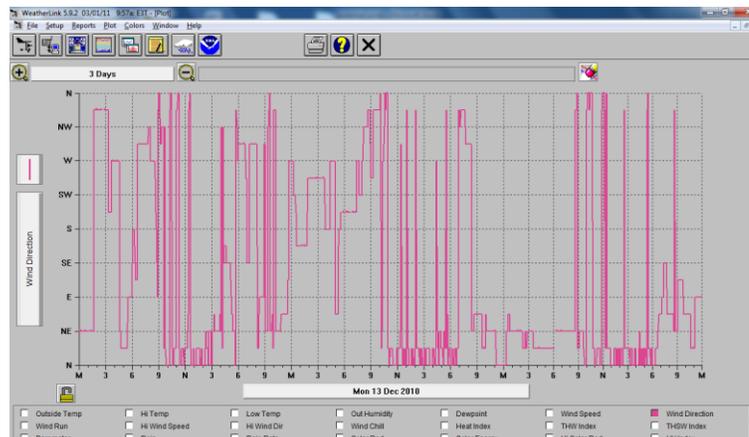


Figura C.8. Comportamiento histórico de la dirección del viento [Período: 3 días].

## ANÁLISIS DE DATOS

Se obtuvo datos de velocidad y dirección del viento de septiembre, octubre, noviembre y diciembre de 2010, en total 4 meses. Es sabido que para estudios de potencial eólico se requiere una valoración histórica de años, pero al no contar con más insumo, el análisis presentado a continuación es la única información disponible para realizar el dimensionamiento del sistema de generación eólica.

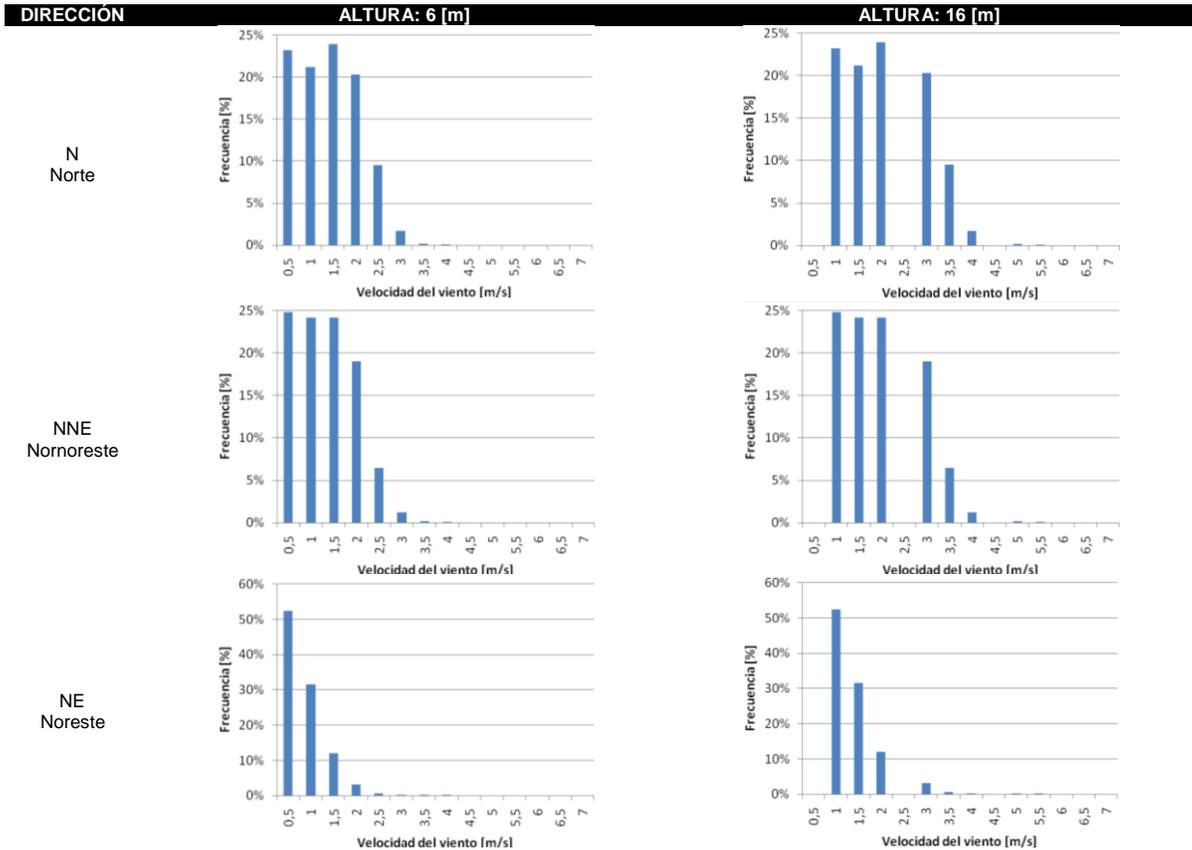
El análisis parte de un ajuste realizado a los datos en el tiempo de monitoreo y la altura del futuro aerogenerador.

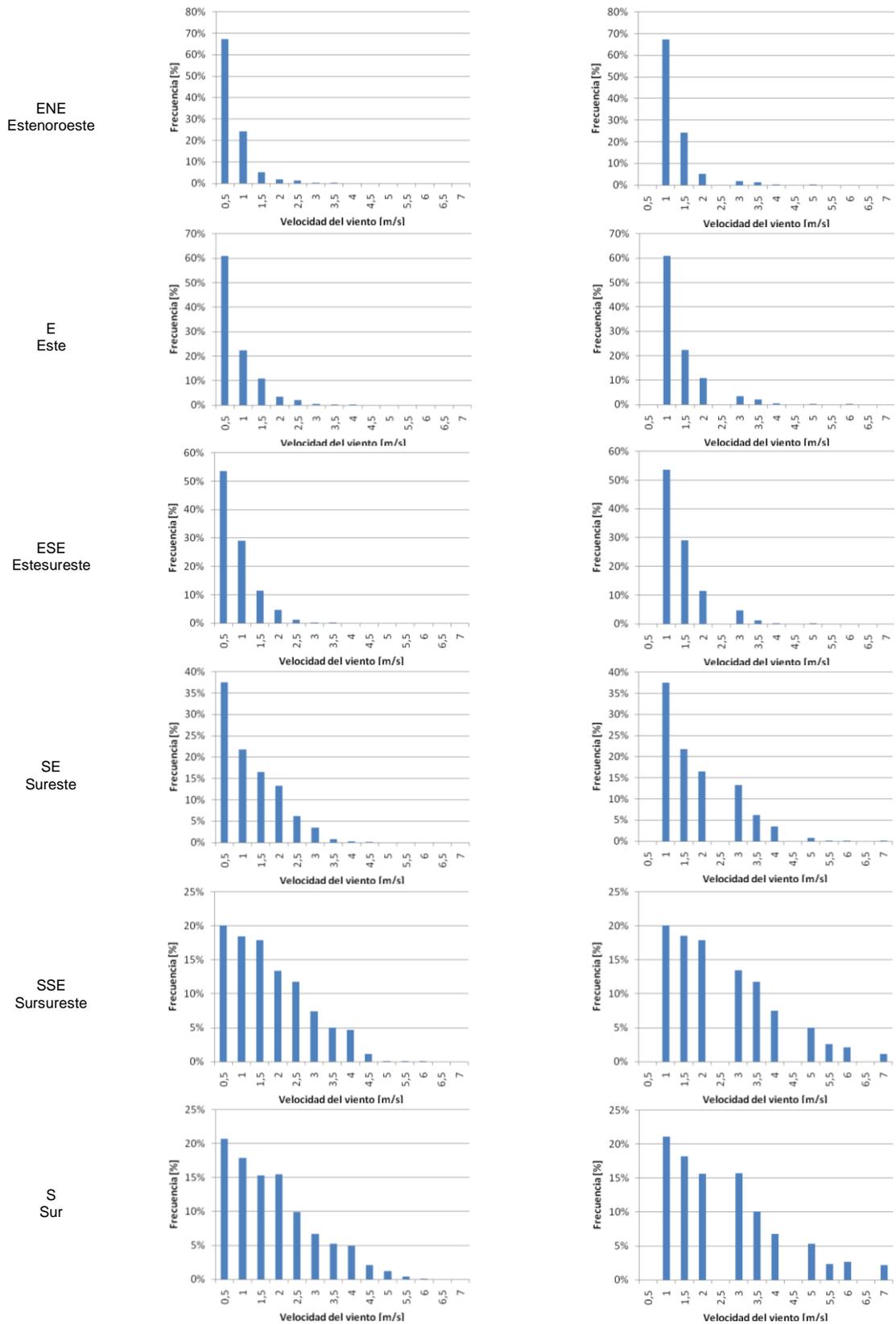
Dado que el tiempo total de medición fue 2 313 horas, equivalente al 26,40% de total anual de 8 760 horas, se procedió extrapolar 3,787 veces los datos existentes para establecer datos de referencia anual.

Por otra parte, teniendo en cuenta que la ubicación inicial del anemómetro está 10[m] por debajo de la posición donde se instalará el aerogenerador, se procedió a realizar el ajuste correspondiente a los datos aplicando la expresión (C.1). Se encontró que en tales condiciones, la velocidad del viento se incrementará en aproximadamente 48%.

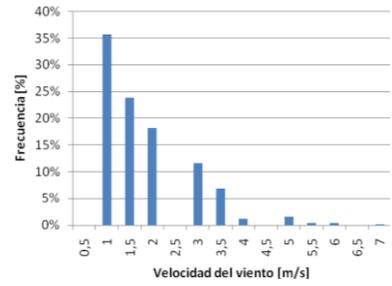
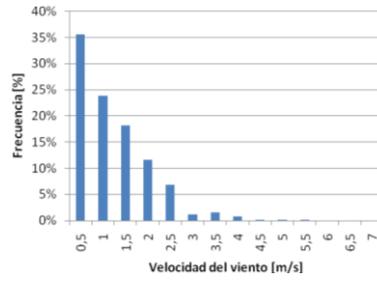
$$V_2 = V_1 \cdot \left(\frac{h_2}{h_1}\right)^a = V_1 \cdot \left(\frac{16}{6}\right)^{0,4} = 1,48 \cdot V_1 [m/s]$$

Con el fin de conocer de mejor manera el comportamiento del viento en velocidad y dirección, se realizó el análisis de este recurso para cada una de las 16 direcciones. La Figura C.9 muestra la distribución de frecuencia considerando los datos medidos (altura: 6[m]) y los datos ajustados (altura: 16[m]), lo cual evidencia la variación en la distribución.

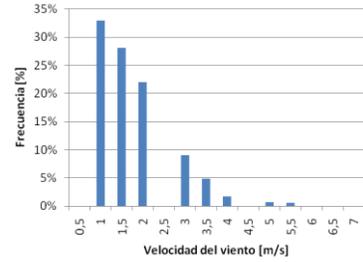
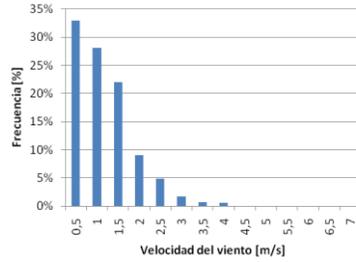




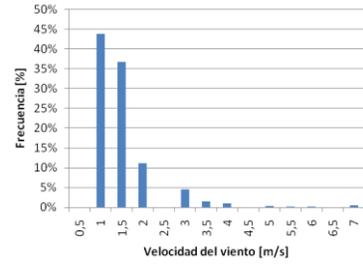
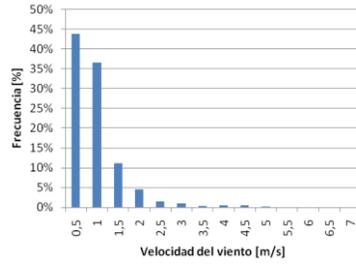
SSW  
Sursuroeste



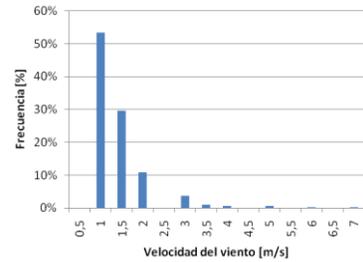
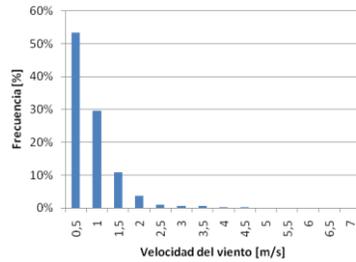
SW  
Suroeste



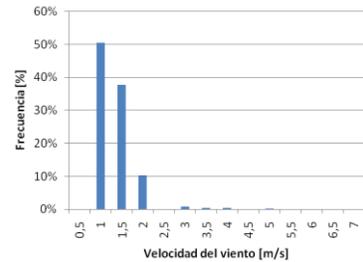
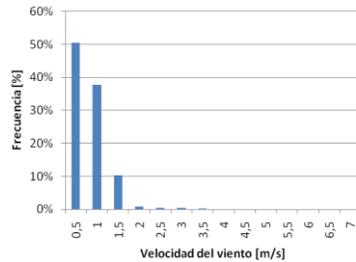
WSW  
Oestesuroeste



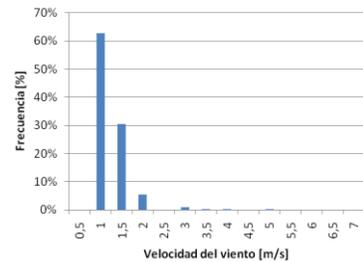
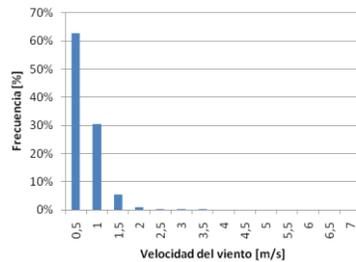
W  
Oeste



WNW  
Oestenoroeste



NW  
Noroeste



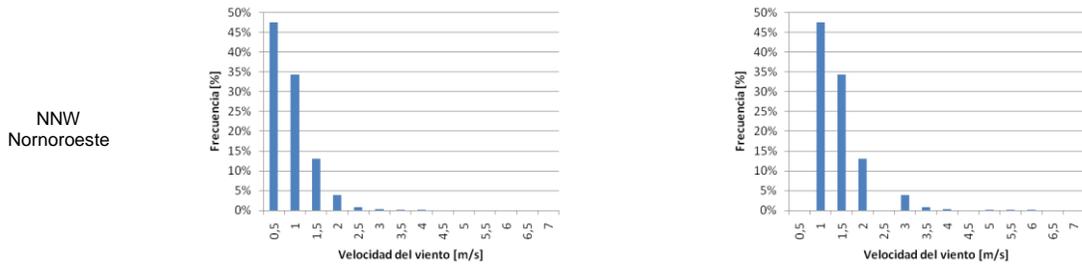


Figura C.9. Distribución de la velocidad del tiempo según dirección.

La figura anterior indica que los vientos en sitio son de muy baja velocidad dado que se encuentran casi en su totalidad por debajo de 2 [m/s].

Una descripción consolidada del recurso eólico en sitio por cada dirección del viento se muestra en las figuras C.10 y C.11 las tablas C.3 y C.4.

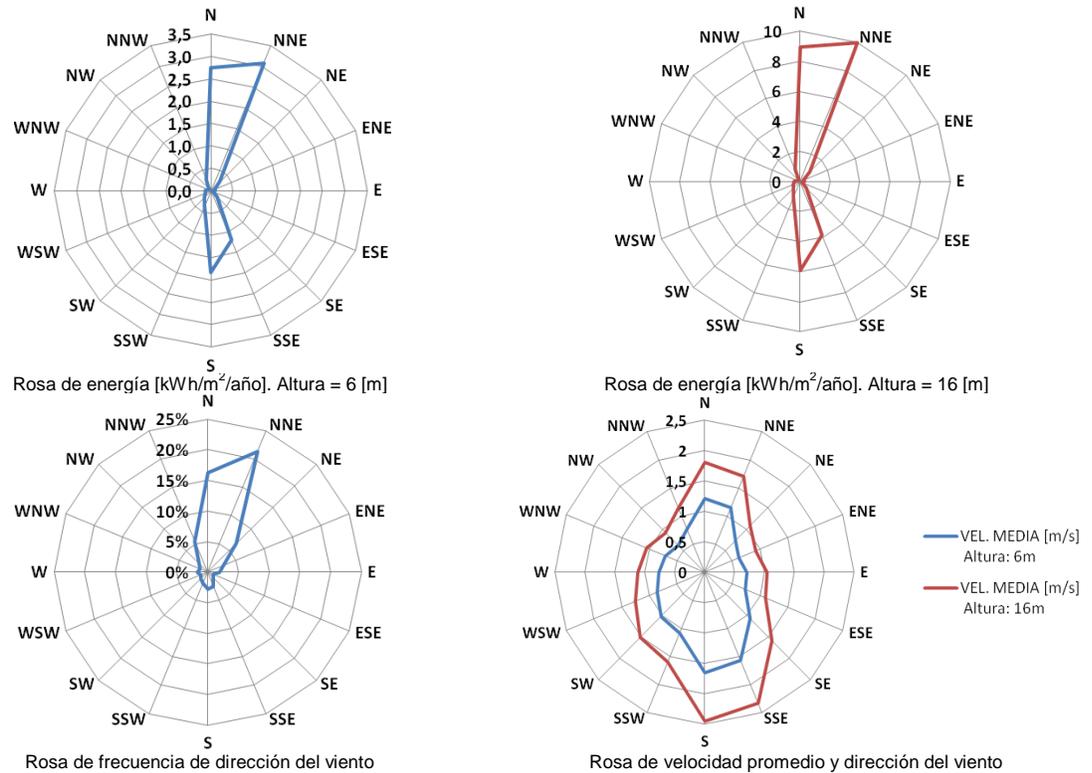


Figura C.10. Rosas de vientos.

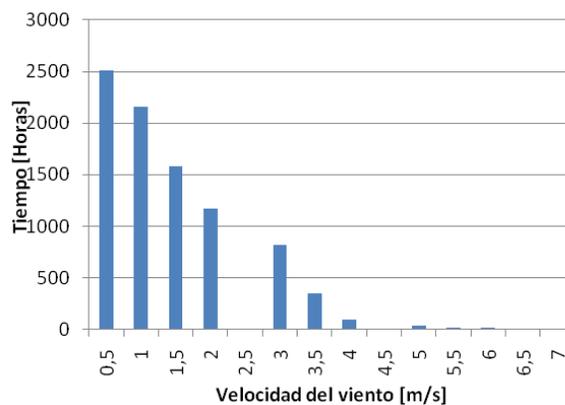
Tabla C.3. Descripción consolidada del recurso eólico.

N°	DIR.	ENERGÍA ANUAL	ENERGÍA ANUAL	VEL. MEDIA	VEL. MEDIA	TIEMPO	TIEMPO	FRECUENCIA
		Altura: 6m	Altura: 16m	Altura: 6m	Altura: 16m	Datos medidos	Datos proyectados	
		[kWh/m <sup>2</sup> /year]	[kWh/m <sup>2</sup> /year]	[m/s]	[m/s]	[horas]	[horas]	[%]
1	N	2,751	8,924	1,22	1,81	376,3	1424,8	16,3%
2	NNE	3,088	10,018	1,15	1,71	493,1	1867,1	21,3%
3	NE	0,286	0,929	0,73	1,08	152,1	575,8	6,6%

4	ENE	0,090	0,291	0,62	0,92	61,2	231,6	2,6%
5	E	0,099	0,321	0,71	1,05	45,4	171,9	2,0%
6	ESE	0,051	0,165	0,74	1,1	23,3	88,3	1,0%
7	SE	0,197	0,640	1,07	1,59	28	106	1,2%
8	SSE	1,194	3,874	1,57	2,33	57,3	216,5	2,5%
9	S	1,822	5,913	1,65	2,45	66,8	248,6	2,8%
10	SSW	0,356	1,155	1,08	1,6	44,5	168,2	1,9%
11	SW	0,200	0,650	1,03	1,52	35	132,4	1,5%
12	WSW	0,135	0,437	0,85	1,25	29,2	110,3	1,3%
13	W	0,114	0,370	0,76	1,12	38,1	144,4	1,6%
14	WNW	0,046	0,151	0,71	1,05	29,7	112,5	1,3%
15	NW	0,049	0,159	0,62	0,92	45,8	173,6	2,0%
16	NNW	0,276	0,894	0,77	1,14	123,9	469,1	5,4%
17	Sin viento					663,7	2 518,9	28,8%
Total		10,754	34,891	0,751	1,113	2 313,4	8 760,0	100%

Tabla C.4. Matriz de velocidad y dirección de viento.

Dirección	VELOCIDAD DEL VIENTO [m/s]															TOTAL	
	1 v=0	2 0<v≤0,5	3 0,5<v≤1	4 1<v≤1,5	5 1,5<v≤2	6 2<v≤2,5	7 2,5<v≤3	8 3<v≤3,5	9 3,5<v≤4	10 4<v≤4,5	11 4,5<v≤5	12 5<v≤5,5	13 5,5<v≤6	14 6<v≤6,5	15 6,5<v≤7	[hrs]	[%]
1 N	-	0,0	330,5	301,6	341,2	0,0	289,4	135,1	24,2	0,0	2,6	0,3	0,0	0,0	0,0	1 425	16,3%
2 NNE	-	0,0	462,9	451,4	450,7	0,0	355,3	120,7	23,2	0,0	2,8	0,2	0,0	0,0	0,0	1 867	21,3%
3 NE	-	0,0	301,7	181,7	68,8	0,0	18,3	4,0	0,8	0,0	0,1	0,3	0,0	0,0	0,0	575,8	6,6%
4 ENE	-	0,0	155,8	55,9	11,9	0,0	4,2	2,9	0,6	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	231,6	2,6%
5 E	-	0,0	104,6	38,5	18,6	0,0	5,7	3,4	0,9	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	171,9	2,0%
6 ESE	-	0,0	47,2	25,6	10,0	0,0	4,0	1,1	0,1	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	88,3	1,0%
7 SE	-	0,0	39,8	23,1	17,5	0,0	14,1	6,6	3,7	0,0	0,8	0,2	0,1	0,0	0,1	106,0	1,2%
8 SSE	-	0,0	43,5	40,1	38,8	0,0	29,1	25,5	16,2	0,0	10,9	5,6	4,5	0,0	2,4	216,6	2,5%
9 S	-	0,0	52,4	45,3	38,8	0,0	39,1	25,0	16,9	0,0	13,2	5,9	6,6	0,0	5,4	248,6	2,8%
10 SSW	-	0,0	60,0	40,1	30,7	0,0	19,6	11,5	2,0	0,0	2,7	0,7	0,6	0,0	0,3	168,2	1,9%
11 SW	-	0,0	43,7	37,2	29,1	0,0	12,0	6,5	2,2	0,0	0,9	0,8	0,0	0,0	0,0	132,4	1,5%
12 WSW	-	0,0	48,4	40,5	12,3	0,0	5,0	1,6	1,1	0,0	0,3	0,3	0,3	0,0	0,6	110,3	1,3%
13 W	-	0,0	76,9	42,8	15,8	0,0	5,2	1,5	0,9	0,0	0,9	0,0	0,1	0,0	0,3	144,4	1,6%
14 WNW	-	0,0	56,8	42,4	11,5	0,0	1,0	0,4	0,4	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	112,5	1,3%
15 NW	-	0,0	108,9	53,0	9,5	0,0	1,5	0,4	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	173,6	2,0%
16 NNW	-	0,0	222,7	161,1	61,0	0,0	18,2	3,7	1,6	0,0	0,6	0,1	0,1	0,0	0,0	469,1	5,4%
17 -	2 514	Sin viento														2 514	28,8%
[hrs]	2 514	0,0	2155,9	1580,4	1166,1	0,0	822,0	349,9	94,8	0,0	36,5	14,2	12,3	0,0	9,2	8 760	100%
[%]	28,8%	0,0%	34,5%	25,3%	18,7%	0,0%	13,2%	5,6%	1,5%	0,0%	0,6%	0,2%	0,2%	0,0%	0,1%	100,0%	-



Distribución de frecuencia del viento por participación porcentual

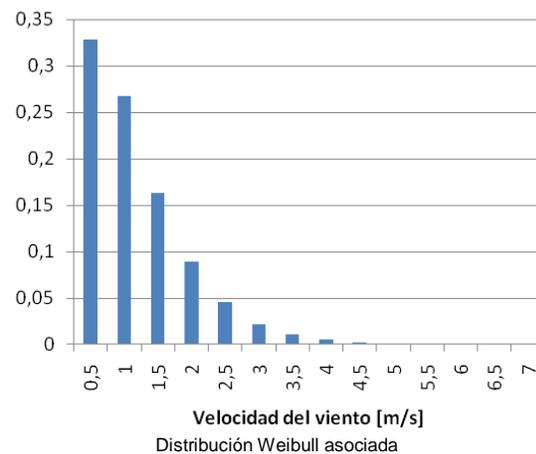
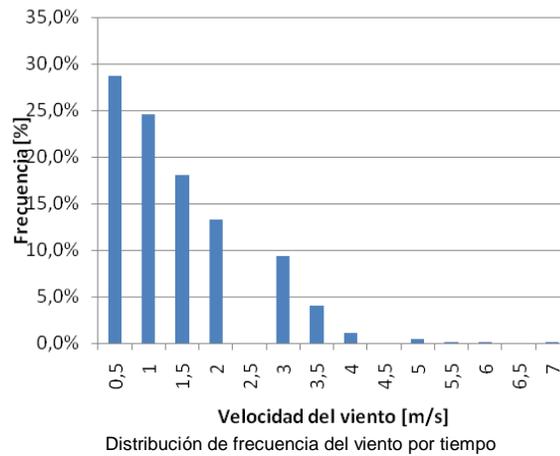


Figura C.11. Distribuciones de la velocidad del viento. Datos totales.

### Dirección del viento

Se establece que el viento proviene de las direcciones norte y noreste casi el 50% del tiempo. A de tenerse presente que alrededor de un 28,8% no hay viento. El restante 20% del tiempo el viento proviene de las otras 14 direcciones. Esto es consecuente con lo mostrado en la Figura C.2 [6].

### Velocidad del viento

El 50% del tiempo la velocidad del viento está en promedio entre 1,7[m/s] y 1,8[m/s]. Ahora, aunque la representatividad de los vientos provenientes del sur y sursureste apenas sobrepasan el 5%, su velocidad promedio es de casi 2,5[m/s], siendo los mayores registros.

El sitio en cuestión es de un pobre poder eólico, dado que en promedio la velocidad en sitio es solo de 1,11[m/s].

La expresión que describe el comportamiento del viento según la distribución Weibull es:

$$h(V) = \frac{2V}{(1,11)^2} e^{-\left(\frac{V}{1,11}\right)^2}, \text{ para una altura de } 6[m]$$

### Energía eólica

Un dato de mayor relevancia que conocer las direcciones dominantes de origen y de mayores velocidades del viento, es cuantificar la energía eólica potencial y las direcciones de los vientos más representativos asociados.

Se tiene que aproximadamente el 55% de la energía proviene de las direcciones norte y nornoreste, mientras un casi 30% proviene del sur y sursureste, esto a pesar de tener solo un 5% en representatividad por frecuencia.

La energía eólica anual es de 34,9[kWh/m<sup>2</sup>]. Si existiese un aerogenerador que tuviese una velocidad de arranque de 0,1[m/s], y considerando un coeficiente de rendimiento de 0,3, la energía eléctrica a generarse sería de tan solo 10,47[kWh], equivalentes a un ahorro de \$3 600.

### REFERENCIAS

- [1]. PINILLA, Álvaro. Manual de Aplicación de la Energía Eólica. INEA. INSTITUTO DE CIENCIAS NUCLEARES Y ENERGÍAS ALTERNATIVAS. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. Bogotá. 1997.
- [2]. ICONTEC. AENE-CONSULTARÍA. Guía energía eólica para generación de energía eléctrica. UPMC. Bogotá. 2003.
- [3]. WIZELIUS, Tore. Developing wind power projects. Theory and practice. Earthscan. 2007. United Kingdom.
- [4]. [www.wikipedia.org](http://www.wikipedia.org) [Consultada diciembre de 2010]
- [5]. PATEL, Mukund. Wind and Solar Power Systems. CRC Press. United States. 1999.
- [6]. LAZAR, Reinhold. EDER, Josef. Estudio sobre el clima urbano en Bucaramanga. Convenio de Cooperación entre el Municipio de Bucaramanga, la Universidad Industrial de Santander y la Karl Franzens-Universitaet. Bucaramanga. 2001.
- [7]. [www.davisnet.com](http://www.davisnet.com) [Consultada diciembre de 2010]

# ANEXO D. ANÁLISIS TÉCNICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE SEGUIDORES SOLARES EN SISTEMAS DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN LA CIUDAD DE BUCARAMANGA

Se presenta un análisis sobre la posibilidad de implementar el seguimiento solar en sistemas fotovoltaicos en la ciudad de Bucaramanga.

## NOMENCLATURA

Bh:	Radiación solar directa total diaria sobre un superficie horizontal [kWh/m <sup>2</sup> día]	j:	Subíndice de tiempo [años]
Bβy:	Radiación solar directa sobre un superficie con una inclinación β y una orientación γ [kWh/m <sup>2</sup> ]	LL:	Longitud del meridiano del lugar [°]
CMPR:	Costo máximo posible para lograr en retorno de la inversión [\$]	LP:	Longitud del meridiano de referencia del país [°]
Dh:	Radiación solar difusa total diaria sobre una superficie horizontal [kWh/m <sup>2</sup> ]	nd:	Número del día del año (nd=1,...,365)
Dβy:	Radiación solar difusa sobre un superficie con una inclinación β y una orientación γ [kWh/m <sup>2</sup> ]	r:	Reflectancia de la superficie
ET:	Ecuación de tiempo (minutos)	rd:	Coefficiente de radiación difusa horaria
Gan:	Ganancia de radiación solar [kWh/m <sup>2</sup> ]	Rβy:	Radiación solar reflejada sobre un superficie con una inclinación β y una orientación γ [kWh/m <sup>2</sup> ]
Gβy:	Radiación solar global sobre un superficie con una inclinación β y una orientación γ [kWh/m <sup>2</sup> día]	(R0/R)2:	Distancia relativa de la Tierra al Sol
Gβyd:	Radiación solar global diaria sobre un superficie con una inclinación β y una orientación γ [kWh/m <sup>2</sup> día]	T:	Periodo diario de radiación solar [horas]
Gh:	Radiación solar global total diaria sobre un superficie horizontal [kWh/m <sup>2</sup> día]	TSM:	Tiempo solar medio (tiempo de referencia)
Gβyh:	Radiación solar global horaria sobre un superficie con una inclinación β y una orientación γ [kWh/m <sup>2</sup> ]	TSV:	Tiempo solar verdadero
Go:	Radiación solar global fuera de la atmósfera terrestre [kWh/m <sup>2</sup> ]	Símbolos	
ic:	Tasa de oportunidad del inversionista [%]	α:	Posición angular traslacional de la Tierra [°]
if:	Tasa de inflación [%]	β:	Inclinación de la superficie. Ángulo formado por la horizontal y el plano de la superficie (0 ≤ β ≤ 180) [°].
io:	Constante solar = 1,367 [kWh/m <sup>2</sup> ]	γ:	Orientación de la superficie. Ángulo formado por la dirección sur y la proyección horizontal de la normal de la superficie. Se mide en sentido horario. [°]
		δ:	Declinación solar. [°]
		φ:	Latitud del lugar [°]
		ω:	Ángulo horario [°]
		ωS:	Ángulo horario al amanecer [°]

## INTRODUCCIÓN

Los sistemas fotovoltaicos son cada día más comunes en las ciudades [1] debido a: (i) la creciente aceptación de la energía solar como fuente de energía ambientalmente más amigable [2], y (ii) la mejora continua en sus precios y

eficiencia [3], pasando de USD750/Wp y una eficiencia de 4% hace años a USD6/Wp y 15% en su eficiencia hoy día [4].

En Colombia, la inversión inicial requerida en un proyecto de generación fotovoltaica debe ser asumida en su totalidad por los interesados del proyecto, puesto que actualmente no existen incentivos estatales más allá de la excepción de ciertos impuestos. A pesar de ello, la Universidad Industrial de Santander (UIS) desea instalar algunos sistemas fotovoltaicos con seguidores solares en su campus central.

En lo que respecta al seguimiento solar, es una práctica deseable con la cual se aumenta la generación de energía eléctrica [4], [5]. La aplicación más común se basa en el uso de estructuras rígidas inclinadas [1], [2], [4].

Considerando lo antes expuesto, es de interés para la UIS realizar un análisis sobre los posibles beneficios de integrar estrategias de seguimiento solar a los sistemas fotovoltaicos que se instalarán en el mediano plazo en algunas de sus edificaciones. En particular, determinar el costo máximo posible que podría tener un tipo de seguidor de manera que pueda existir un retorno de la inversión.

Para exponer el análisis planteado, este documento se ha estructurado en seis partes: (i) radiación solar, (ii) generalidades de seguidores solares, (iii) métodos de cálculo de la radiación solar sobre una superficie  $\beta\gamma$ , (iv) análisis de la radiación solar potencial en Bucaramanga, (v) consideraciones para el análisis financiero de la implementación de seguidores solares, y por último (vi) conclusiones sobre el trabajo realizado.

Para determinar la radiación solar potencial adicional debida al uso de seguidores solares, se implementaron en MATLAB tres métodos de cálculo de radiación solar sobre una superficie  $\beta\gamma$ <sup>21</sup>.

Los datos de radiación solar global horizontal horaria fueron suministrados por la CDMB<sup>22</sup>. Se utilizaron datos de 2002 a 2008 obtenidos en las estaciones Centro y Norte de la ciudad con un piranómetro<sup>23</sup> modelo 096-METONE.

---

<sup>21</sup> Superficie con una inclinación  $\beta$  sobre el plano horizontal y una orientación horizontal y medida desde el eje del punto cardinal sur en sentido horario.

<sup>22</sup> Corporación Autónoma Regional para la Defensa de la Meseta de Bucaramanga. Es la entidad encargada de la monitorización de las variables meteorológicas.

<sup>23</sup> Mide la radiación solar global para una superficie horizontal [6]. Son instrumentos de medida que convierten la radiación solar en una señal eléctrica de tensión a partir de un sensor termoelectrónico [10], [25].

## RADIACIÓN SOLAR

Hace referencia a la energía proveniente del Sol, esencial para la vida en la Tierra, que puede ser aprovechada para la generación de energía eléctrica a partir de sistemas fotovoltaicos [6]. Generalmente, se mide en kWh/m<sup>2</sup>día [7].

La lectura de la radiación solar sobre una superficie determinada es igual a la suma de tres componentes [6], [8]: *radiación directa* (componente perpendicular del haz de radiación solar directa a la superficie), *radiación difusa* (originada por la dispersión de parte de la radiación solar en la atmósfera) y *radiación reflejada* (producida por reflexiones en superficies del entorno)

### Radiación Solar Global Horizontal ( $G_h$ )

Conformada por la componente vertical de la radiación directa ( $B_h$ ) y la radiación difusa para una superficie horizontal ( $D_h$ ) [6]. Cuando no existen obstáculos en el horizonte y las reflexiones provenientes del suelo no son percibidas por el instrumento de medición, la componente de radiación reflejada no es considerada.

$$G_{hh} = B_{hh} + D_{hh} \quad (D.1)$$

En la Figura D.1 se presenta radiación difusa sobre una superficie horizontal y la incidencia de la radiación directa.

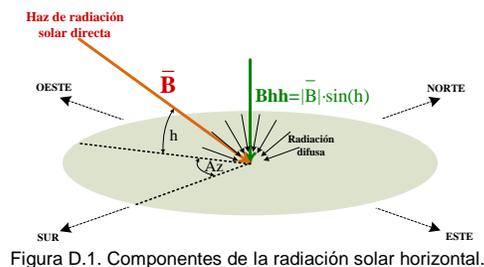


Figura D.1. Componentes de la radiación solar horizontal.

La Figura D.2 muestra  $G_h$  y sus componentes. La radiación difusa horaria es porcentualmente representativa de la radiación global horaria en las primeras y últimas horas de Sol del día, dado que la elevación del Sol en estas horas hace que el valor de la componente de radiación directa sea bajo [6], [8], tal como lo describe la ecuación D.2.

ANEXO D. Análisis técnico para la implementación de seguidores solares en sistemas de generación fotovoltaica en la ciudad de Bucaramanga.

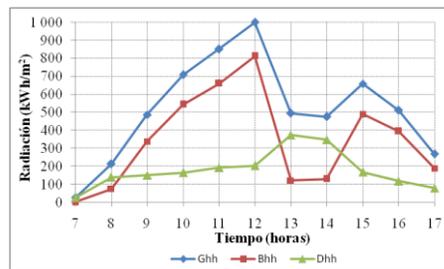


Figura D.2. Radiación solar horaria global, directa y difusa del 01/01/08.<sup>24</sup>

$$B_{hh} = B \sin h \quad (D.2)$$

Aunque también puede ser considerable durante horas cercanas al mediodía si el haz de radiación directa es obstruido, por ejemplo por nubes [8]. Esa participación porcentual se describe a partir de la ecuación D.3.

$$D_h = G_h K_D \quad (D.3)$$

La radiación solar global horizontal diaria es el resultado de la suma de las radiaciones solares globales horarias, que son los datos meteorológicos que puede generalmente ser obtenidos, y de los cuales parte el análisis para establecer el potencial de aprovechamiento energético en sistemas de generación fotovoltaica con disposición horizontal o con seguidor solar.

$$G_{hd} = \sum_{t_i}^{t_f} G_{hh}(t) \quad (D.4)$$

A continuación se exponen conceptos y expresiones de manera básica relacionadas con métodos de cálculo de radiación solar sobre superficies  $\beta\gamma$ , con el fin de facilitar su entendimiento.

### Constante solar

Indica la energía solar por  $m^2$  que llega a la parte superior de la atmósfera que se encuentra perpendicular a la línea Tierra-Sol..

$$I_0 = 1,367 [kWh/m^2]$$

### Distancia Tierra-Sol

La Tierra gira alrededor del Sol en una órbita elíptica donde la distancia promedio es de  $149,46 \cdot 10^6$  km [7]. La ubicación de la Tierra en dicha órbita se

<sup>24</sup> Los datos de radiación global horaria fueron tomados en la Estación Centro-IDEAM-Bucaramanga. Los datos de radiación directa y difusa se obtuvieron a partir de la aplicación de método  $K_T-K_D$ .

determina a partir de su posición angular ( $\alpha$ ), y se encuentra en función del día del año ( $nd$ ) [6].

$$\alpha = \frac{2\pi(nd - 1)}{365} \quad (D.5)$$

La distancia relativa de la Tierra al Sol, se determina con la siguiente expresión [7].

$$\left(\frac{R_0}{R}\right)^2 = 1,00011 + 0,034221 \cos \alpha + 0,00128 \sin \alpha + 0,000719 \cos 2\alpha + 0,000077 \sin 2\alpha \quad (D.6)$$

### Declinación del Sol ( $\delta$ )

Ángulo formado por el plano ecuatorial de la tierra y la línea Tierra-Sol. Este ángulo varía entre  $-23,45^\circ$  y  $23,45^\circ$  y depende de  $nd$ , pudiéndose calcular con la fórmula de Spencer [7], [9]:

$$\delta = 0,006918 - 0,399912 \cos \alpha + 0,070257 \sin \alpha - 0,006758 \cos 2\alpha + 0,000907 \sin 2\alpha - 0,002697 \cos 3\alpha + 0,00148 \sin 3\alpha \quad (D.7)$$

### Ángulo horario ( $\omega$ )

Mide la abertura formada en el polo por la intersección entre el meridiano<sup>25</sup> del observador y el meridiano del Sol [7]:

$$\omega = \frac{2\pi}{2T}(t - 12) \quad (D.8)$$

Donde  $T$  es el periodo diario de radiación solar (generalmente de 12 horas en la zona cercana al Ecuador) y  $t$  es el tiempo solar verdadero (TSV) y se calcula como sigue [7]:

$$TSV = TSM + \frac{(L_p - L_L)}{15} + \frac{E_T}{60} \quad (D.9)$$

La ecuación del tiempo describe la variación entre TSM y TSV para cada día del año. Fue desarrollada por Spencer a partir de una serie de Fourier [7].

$$E_T = 0,017189 + 0,428108 \cos \alpha - 7,351407 \sin \alpha - 3,349467 \cos 2\alpha - 9,187597 \sin 2\alpha \quad (D.10)$$

### Posición solar respecto de un plano horizontal

<sup>25</sup> Circulo imaginario que pasa por los polos y el cenit\* y el nadir\*\* de un lugar.

\*Cenit: Punto del hemisferio celeste superior al horizonte de un lugar, que coincide con la normal del plano horizontal de referencia de dicho lugar.

\*\*Nadir: Punto de la esfera celeste diametralmente opuesto al cenit.

La posición del Sol se describe a partir de la altura solar y el azimut solar. La *altura solar* ( $h$ ) indica la elevación del haz de radiación solar directa (HRSD), se mide entre el HRSD y su proyección sobre el plano horizontal de referencia [6], [9].

$$h = \sin^{-1}(\sin \delta \sin \varphi + \cos \delta \cos \varphi \cos \omega) \quad (F11)$$

El *azimut solar* ( $A_z$ ) es el ángulo que indica la orientación del HRSD, se mide entre su proyección sobre el plano horizontal de referencia y el eje del punto cardinal sur, según el sentido horario [6], [9].

$$A_z = \begin{cases} \sin^{-1}\left(\frac{-\cos \delta \cos \omega}{\cos h}\right) & \text{si } \cos \omega \geq \frac{\tan \delta}{\tan \varphi} \\ \sin^{-1}\left(\frac{-\cos \delta \cos \omega}{\cos h}\right) - 180 & \text{si } \cos \omega < \frac{\tan \delta}{\tan \varphi} \end{cases} \quad (D.12)$$

En la Figura D.3 se aprecia la carta solar anual generada por el software SOLEA-2 para un lugar con una latitud  $7^\circ$  norte, como la ciudad Bucaramanga. La abscisa indica la orientación, y la ordenada, la elevación del HRSD.

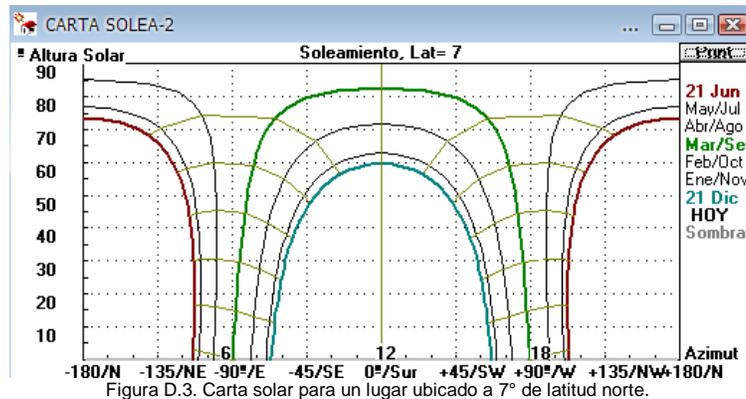


Figura D.3. Carta solar para un lugar ubicado a  $7^\circ$  de latitud norte.

### Radiación solar global horaria horizontal (Ghh)

Está conformada por  $B_{hh}$ , la componente vertical de la radiación directa ( $B$ ) y  $D_{hh}$ , la radiación difusa para una superficie horizontal [6]. Estas componentes se presentan en las Figuras D.4 y D.5.

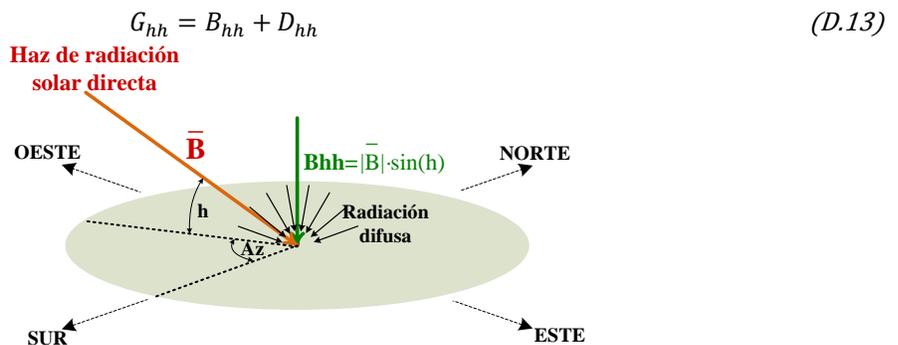


Figura D.4. Componentes de la radiación solar horizontal.

ANEXO D. Análisis técnico para la implementación de seguidores solares en sistemas de generación fotovoltaica en la ciudad de Bucaramanga.

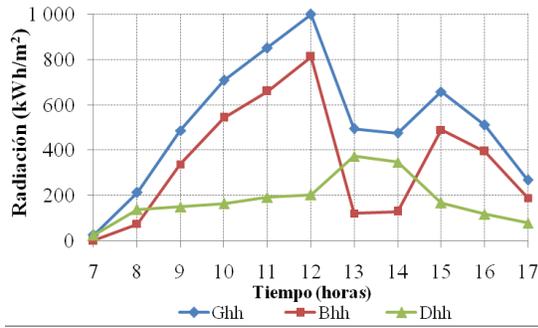


Figura D.5. Radiación solar horaria global, directa y difusa del 01/01/08.<sup>26</sup>

La radiación difusa horaria es porcentualmente representativa de la radiación global horaria en las primeras y últimas horas de Sol del día [6], [8]. Esa participación porcentual se describe a partir de (D.14).

$$D_h = G_h K_D \quad (D.14)$$

Índice de radiación difusa (KD): A partir del índice de claridad puede calcularse la fracción de la radiación global horizontal equivalente a la radiación difusa horizontal. Una de las expresiones más utilizadas para el cálculo de KD es la desarrollada por Collares-Pereira y Rabl [10].

$$K_D = \begin{cases} 0,99 & \text{Para } K_t \leq 0,17 \\ 1,188 - 2,272K_t + 9,473K_t^2 - 21,865K_t^3 & \text{Para } 0,17 < K_t < 0,75 \\ + 14,648K_t^4 \\ -0,54K_t + 0,632 & \text{Para } 0,75 \leq K_t < 0,80 \\ 0,2 & \text{Para } K_t \geq 0,80 \end{cases} \quad (D.15)$$

Índice de claridad (Kt): Describe el porcentaje de radiación solar que efectivamente traspasa la atmósfera [11] y es la relación entre la radiación solar global horizontal y la radiación solar fuera de la atmósfera [10].

$$K_t = G_h / G_0 \quad (D.16)$$

El ángulo de incidencia ( $\theta$ ): Es formado por el HRSD sobre una superficie y la normal a esa superficie [6], [7], [9], tal como se muestra en la Figura D.6.

<sup>26</sup> Los datos de  $B_{hh}$  y  $D_{hh}$  se obtuvieron a partir del método  $K_T-K_D$ .

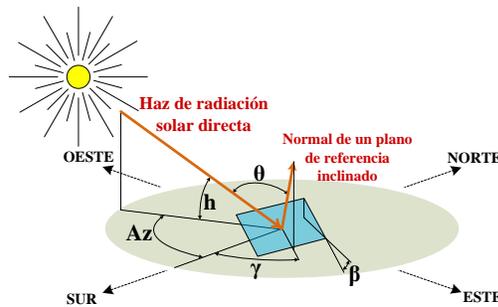


Figura D.6. Radiación solar sobre una superficie inclinada.

$$\theta = \cos^{-1}(\sin \delta \sin \varphi \cos \beta - \sin \delta \cos \varphi \sin \beta \cos \gamma + \cos \delta \cos \varphi \cos \beta \cos \omega + \cos \delta \sin \varphi \sin \beta \cos \gamma \cos \omega + \cos \delta \sin \beta \sin \gamma \sin \omega) \quad (D.17)$$

## GENERALIDADES SOBRE LOS SEGUIDORES SOLARES

Los seguidores solares (*Sun-tracking*) son dispositivos que sirven para aumentar la generación del sistema fotovoltaico al permitir una mayor captación de radiación solar [3].

La mayoría de los paneles fotovoltaicos se encuentran instalados de forma rígida e inclinados con un ángulo igual o cercano a la latitud del lugar [1], [12].

Aparte de estos seguidores estáticos, se han desarrollado otros que pueden ser sensibles parcial (1 gdl) o totalmente (2 gdl) [1] a la variación diaria y horaria de la posición solar con respecto a un lugar determinado, la cual es consecuencia de los movimientos de rotación y traslación de la Tierra [13].

Los seguidores tendrán unas características específicas dependiendo del tamaño de la instalación. En [14] es presentado un seguidor ubicado en la azotea de un edificio con una capacidad instalada de 2,5 kW, un área efectiva de 20 m<sup>2</sup>, un peso aproximado de 3 000 kg, usando motores DC de 24 V y 50 W. Mientras en [15], se menciona que los seguidores instalados en centrales fotovoltaicas pueden tener una capacidad instalada de 45 kW y un área superior a 200 m<sup>2</sup>.

Los seguidores solares también son utilizados en: pirheliómetros<sup>27</sup> [16], sistemas solares térmicos [16], secadores de café [17], concentradores parabólicos [18], entre otros.

<sup>27</sup> Medidor de radiación solar directa (10).

## Tipos de seguidores

Según lo visto en [1]-[4], [13], [14], [19], los seguidores solares pueden ser clasificados por capacidad de movimiento y por tipo de control, así como se muestra en las Tablas D.1 y D.2.

Tabla D.1. Clasificación de los seguidores solares según su movimiento.

Tipo de seguidor	Características
Horizontal	$\beta=0$
Fijo inclinado	$\beta=\varphi$
1 grado de libertad (1 gl)	(1) $\beta=Az$ y $\gamma=Este-Oeste$ , (2) $\beta=\varphi$ y $\gamma=Az$ (Valor calculado con métodos matemáticos por un software o estimado a partir de sensores) Movimiento en tiempo real o de n ajustes diarios.
2 grados de libertad (2 gl)	$\beta=90-h$ y $\gamma=Az$ (Valores calculado con métodos matemáticos por un software o estimados a partir de sensores) Movimiento en tiempo real o de n ajustes diarios

Tal como es manifestado en [1], [2], [20] los seguidores de 1 gl pueden ofrecer una ganancia anual de 5% a 30% con respecto a un sistema rígido; de forma similar, [1]-[3], [12], [13], [18]-[21] precisan que en el caso de un seguidor de 2 gl, la ganancia anual puede ser de 20% a 50%, pudiendo variar diariamente entre 0% y 50% [3].

Tabla D.2. Clasificación de los seguidores solares según su tipo de control.

Tipo de seguidor	Características
Pasivo (no usa control electrónico o motores)	Movimiento de fluidos Tiras metálicas Amortiguador viscoso
Activo	Microprocesador (calcula posición) PC (calcula posición) PLC (calcula posición) PLA (calcula posición) Foto-sensor (estima posición) Control electro-óptico (estima posición) Microprocesador-Control electro-óptico

Según [3], [4], [13], [19] la mayor cantidad de radiación solar sobre una superficie puede ser alcanzada solo a partir del uso de un seguidor de 2 gl cuando su orientación e inclinación dependen solamente de la altura y el azimut solares en tiempo real, pues la superficie se encontrará totalmente perpendicular al HRSD ( $\theta=0^\circ$ ).

Esta afirmación es cuestionada en el presente documento, al demostrarse que la mayor captación de radiación solar para la ciudad de Bucaramanga no se da bajo las condiciones antes descritas. La máxima captación de radiación solar se alcanza si en tiempo real se determinan los valores óptimos de azimut y orientación, los cuales diferirán significativamente de la altura y el azimut solares para condiciones de baja radiación solar.

### **Aspectos cuestionados en los seguidores solares**

Pueden ser utilizados los siguientes argumentos para desvirtuar la instalación de seguidores solares en sistemas fotovoltaicos: (i) comportamiento en condiciones de poca radiación solar, (ii) baja confiabilidad en los modelos matemáticos utilizados para su movimiento, (iii) consumo energético propio, y (iv) no recuperación de la inversión.

Los seguidores solares son diseñados para trabajar bajo condiciones de días soleados donde la radiación solar directa representa el 85-90% y la radiación solar difusa solo el 10-15%. Pero en días nublados, donde la radiación solar difusa es 100% [1], los sistemas de control activos de estimación de la posición solar pierden sus prestaciones [13], especialmente los de 2 gl que siguen fielmente la posición solar, hasta el punto de producir capturas de radiación solar 50% menores a las realizadas por un sistema fijo horizontal en las mismas condiciones climatológicas [1].

Otra desventaja de los seguidores de 2 gl según [1], es que los modelos matemáticos utilizados en el cálculo de la posición solar generan errores considerables. Aunque [12], [14], [20] utilizan modelos matemáticos y concluyen favorablemente sobre el comportamiento de éstos.

Con respecto al consumo energético debido al sistema de seguimiento, [2] manifiesta que en ciertos casos puede ser representativo, sobre todo en sistemas de 2 gl cuando es utilizado un motor para cada eje [4]. Pero [3] indica en su extensa revisión de casos que los dispositivos de seguimiento solar solo tienen un consumo de energía de 2-3% sobre la energía adicionalmente generada.

Ahora, en cuanto a la no recuperación de la inversión, en este documento se presenta un análisis financiero básico en la sesión VI. La rentabilidad financiera de un seguidor solar depende de condiciones del lugar, tales como: latitud, costo del kWh, costo de seguidor, ganancia potencial de radiación solar adicional, beneficios estatales, inyección de energía residual a la red, entre otros.

## **MÉTODOS PARA EL CÁLCULO DE LA RADIACIÓN SOLAR SOBRE UNA SUPERFICIE $\beta\gamma$**

La radiación solar adicional producto de un seguidor solar ( $G_{an}$ ) es la diferencia entre la radiación global solar sobre una superficie- $\beta\gamma$  y la radiación solar global

horizontal. Su representatividad porcentual se ha denominado *índice de aprovechamiento por seguimiento solar* (Ass).

$$G_{an} = G_{\beta\gamma} - G_h \quad (D.18)$$

$$Ass = \frac{(G_{\beta\gamma} - G_h)}{G_h} * 100\% \quad (D.19)$$

El seguimiento puede ser dinámico, si la inclinación y orientación de la superficie  $\beta\gamma$  varían en el transcurso del día, en caso contrario será estático. Pueden presentarse tres casos de seguimiento estático: *diario* (la superficie permanece con una inclinación y orientación determinadas para cada día), *mensual*, (la inclinación y orientación se ajustará solo cada mes), y *anual*, (la inclinación y orientación permanecen fijas durante todo el año)

Los métodos presentados en la Tabla D.3 permiten determinar los valores de inclinación y orientación óptimos por tipo de seguimiento para capturar mayor cantidad de radiación solar.

Tabla D.3. Cálculo de radiación solar global sobre una superficie  $\beta\gamma$ .

Método	Seguimiento		Datos de radiación global utilizados
	Estático	Dinámico	
RB	X	-	Diarios
KT-KD	X	X	Horarios
rd	X	X	Horarios

La radiación solar global sobre una superficie  $\beta\gamma$  tiene tres componentes, tal como lo muestra (D.20).

$$G_{\beta\gamma} = B_{\beta\gamma} + D_{\beta\gamma} + R_{\beta\gamma} \quad (D.20)$$

Las componentes difusa y reflejada solo dependen de la inclinación de la superficie. Cada una tiene asociado un factor de escalamiento en función de  $\beta$ , tal como se ilustra en las Figuras D.7.a) y Figuras D.7.b) respectivamente.

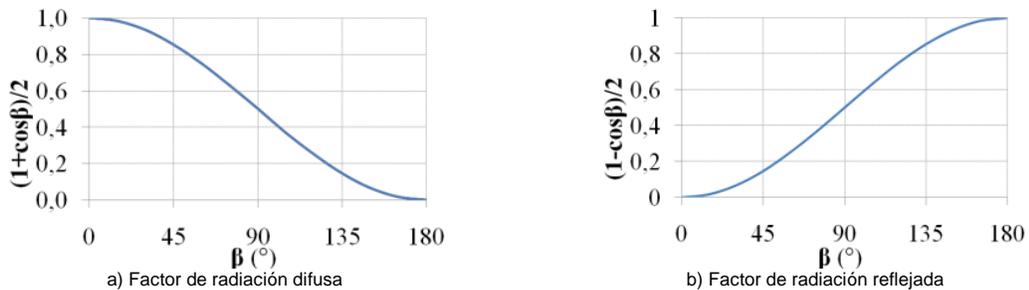


Figura D.7. Descripción del comportamiento de las componentes de radiación difusa y reflejada en función de la inclinación ( $\beta$ )

El factor de radiación difusa decrece en la medida en que la inclinación aumenta. Lo cual se debe al menor acceso de la superficie  $\beta\gamma$  a la bóveda celeste<sup>28</sup>.

El factor de radiación reflejada, aún cuando aumenta conforme lo hace la inclinación de la superficie, es ponderado por las reflectancias de las superficies del entorno, que en general son del orden de 20%, haciendo que la participación de ésta sea poco significativa.

### Radiación solar global diaria en una superficie $\beta\gamma$ ( $G_{\beta\gamma d}$ ) – Método $R_B$

$R_B$  es el factor de escalamiento de  $B_h$ , es la relación entre la radiación solar promedio incidente sobre la superficie  $\beta\gamma$  y la radiación solar horizontal [6], [10]. Las ecuaciones (D.21) y (D.22) presentan las expresiones generales de cálculo.

$$G_{\beta\gamma d} = G_h \left( (1 - K_D)R_B + K_D \left( \frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + r \left( \frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \right) \quad (D.21)$$

$$R_B = \frac{\left( \omega_s \sin \varphi \sin \delta \cos \beta + \sin \varphi \cos \delta \sin \beta \cos \gamma \sin \omega_s + \cos \delta \cos \varphi \cos \beta \sin \omega_s - \omega_s \sin \delta \cos \varphi \sin \beta \cos \gamma \right)}{\omega_s \sin \varphi \sin \delta + \cos \delta \cos \varphi \sin \omega_s} \quad (D.22)$$

La Figura D.8 presenta un esquema para apreciar la relación entre las variables asociadas al método  $R_B$  y facilitar el entendimiento de la secuencia de los cálculos matemáticos asociados.

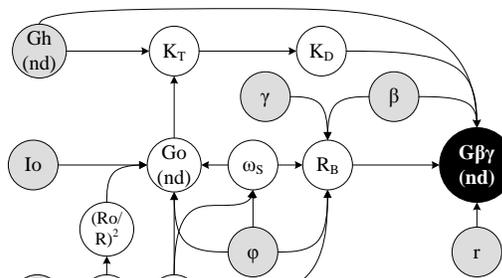


Figura D.8. Dependencia de las variables asociadas al método  $R_B$ .

### Radiación solar global horaria en una superficie $\beta\gamma$

A continuación se presentan dos métodos para el cálculo de  $G_{\beta\gamma h}$ .

<sup>28</sup> Es un concepto no un objeto, es la superficie virtual sobre la cual se ven proyectados los astros como si estuvieran a igual distancia de la tierra [22].

Método  $K_T$ - $K_D$ : Se basa en el cálculo de la radiación difusa para cada momento del día, dato con el cual se estima la componente de radiación solar directa. Posteriormente, con los datos de posición solar y de la superficie  $\beta\gamma$ , se determina la radiación solar  $G_{\beta\gamma}h$ .

La Figura D.9 presenta las variables del método  $K_T$ - $K_D$ , su dependencia y secuencia de cálculo. Finalmente, a partir de (D.23) se puede determinar la radiación horaria sobre cualquier superficie.

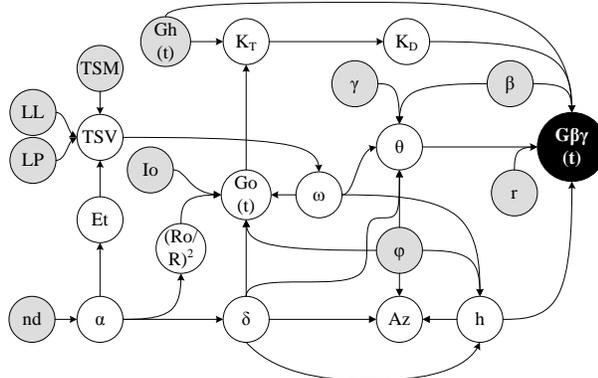


Figura D.9. Dependencia de las variables asociadas al método  $K_T$ - $K_D$ .

$$G_{\beta\gamma}h = G_{hh} \left( (1 - K_D) \frac{\cos \theta}{\sin h} + K_D \left( \frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + r \left( \frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \right) \quad (D.23)$$

Método  $rd$ : Este método parte de estimar la radiación solar difusa total diaria, y con el coeficiente de radiación difusa ( $rd$ ) se calcula la radiación difusa horaria ( $D_{hh}$ ), y así la componente directa ( $B_{hh}$ ). La Figura D.10 presenta las variables, su dependencia y secuencia de cálculo.

$$rd = \frac{\pi \cos \omega - \cos \omega_s}{2T \omega_s \cos \omega_s - \sin \omega_s} \quad (D.24)$$

$$D_{hh}(t) = rd * Dh(nd) \quad (D.25)$$

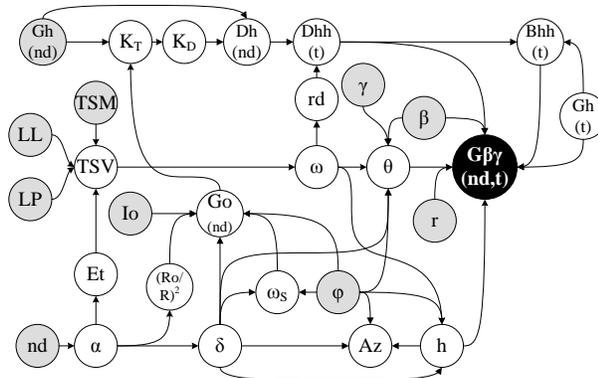


Figura D.10. Dependencia de las variables asociadas al método  $rd$ .

Finalmente, a partir de (D.26) se calcula la radiación sobre una superficie  $\beta\gamma$ .

$$G_{\beta\gamma}h = Ghh(t) \left(1 + r \frac{1 - \cos \beta}{2}\right) + Dhh(t) \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} - 1\right) \quad (D.26)$$

Comparación de los métodos  $K_T$ - $K_D$  y rd: Tal como se muestra en la Figura D.11, existe gran similitud en los resultados obtenidos de  $G_{\beta\gamma}h$  aplicando estos dos métodos de cálculo.

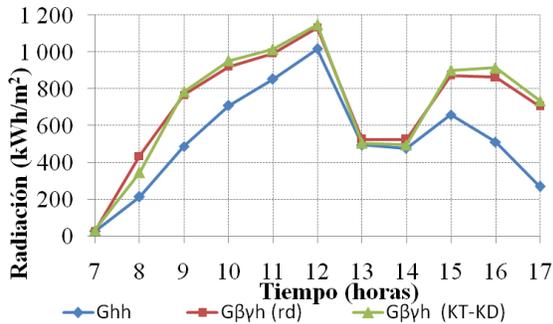


Figura D.11. Comparación de la radiación solar máxima posible sobre una superficie  $\beta\gamma$  obtenida con los métodos KT-KD y rd.

La Tabla D.4 presenta los valores de radiación global e índice Ass consolidados obtenidos de la aplicación de ambos métodos para datos del 1° de enero de 2008. La diferencia existente en el índice Ass es de apenas 1,2%. La ganancia de radiación solar obtenida en una superficie  $\beta\gamma$ , según estos dos métodos, es superior a 2,0 kWh/m<sup>2</sup> para ese día.

Tabla D.4. Valores consolidados de  $G_{\beta\gamma}$  y Ass obtenidos a partir de la aplicación de los métodos KT-KD y rd.

	Sup. horizontal	Método KT-KD	Método rd
$G_{\beta\gamma}$ (Wh/m <sup>2</sup> )	5 709	7 821	7 755
Ass (%)	-	37,0	35,8

A pesar de la similitud de los resultados obtenidos con ambos métodos, se aprecian en la Figura D.12 diferencias en sus componentes directas y difusas, debidas al cálculo particular de la componente de radiación difusa horaria en cada método.

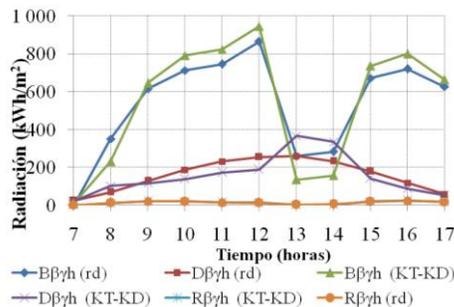


Figura D.12. Comparación de las radiaciones solares sobre una superficie  $\beta\gamma$  obtenidas con los métodos KT-KD y rd.

La radiación difusa obtenida con el método  $K_T-K_D$  es sensible al comportamiento horario de la radiación global, caso contrario de esta componente obtenida con el método  $rd$ , que se caracteriza por una tendencia parabólica. Esto se debe a que en el método  $rd$  inicialmente se calcula la radiación difusa diaria acumulada, la cual es posteriormente distribuida de forma horaria considerando condiciones climatológicas constantes.

## ANÁLISIS DE RADIACIÓN SOLAR POTENCIAL

### Análisis de la radiación solar máxima para un seguidor estático

La Figura D.13 muestra el comportamiento del índice relativo de radiación solar sobre una superficie  $\beta\gamma$  ( $R$ ) para los siguientes valores de altura e inclinación solar:  $0 < \beta < 50$  y  $-180 < \gamma < 180$ , en un día determinado. Allí se aprecia que el valor máximo de  $R$  es 1,13 y se obtiene cuando  $\beta = 33^\circ$  y  $\gamma = 0^\circ$ , siendo un resultado lógico dado que el desplazamiento solar tipo de ese día se da por la parte sur, y con la altura solar máxima cercana a  $60^\circ$ .

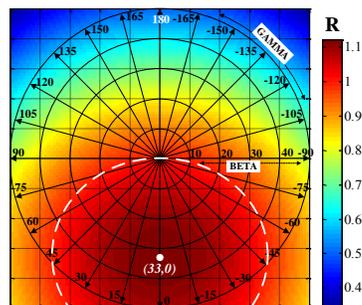


Figura D.13. Comportamiento de  $R$  para diferentes valores de  $\beta$  y  $\gamma$  para datos de radiación solar del 01/01/08.

La anterior Figura permite visualizar las implicaciones en la ganancia de radiación solar sobre una superficie determinada. La línea punteada blanca circunscribe el conjunto de posibles posiciones para obtener algún grado de ganancia de radiación solar para el día analizado. Cada día tendrá una zona demarcada específica y unos valores óptimos de  $\beta$  y  $\gamma$ .

En el presente estudio se analizaron los tres casos de seguimiento estático: diario, mensual y anual para el año 2008 y se emplearon los métodos  $R_B$  y  $K_T-K_D$ . Los datos consolidados anuales de seguimiento estático diario, mensual y anual se aprecian en la Tabla D.6.

Tabla D.6. Resultados anuales promedio de  $G_{\beta\gamma}$  y Ass para seguidores solares estáticos aplicando los métodos RB y KT-KD.

Período de seguimiento solar	Gh [Wh/m <sup>2</sup> ]	Método RB		Método KT-KD	
		Gh $\beta\gamma$ [Wh/m <sup>2</sup> ]	Ass (%)	Gh $\beta\gamma$ [Wh/m <sup>2</sup> ]	Ass (%)
Diario		5 166	3,47	5 229	4,73
Mensual	4 993	5 155	3,24	5 147	3,09
Anual		5 002	0,18	5 005	0,25

Según los resultados obtenidos, existe una significativa similitud en los resultados obtenidos por los dos métodos de cálculo.

En resumen, se puede establecer que no hay una diferencia notable en los beneficios posibles entre seguimientos estáticos mensual y diario, que como máximo serían del 5%.

En el caso del seguimiento estático anual se encontró que la posición óptima de los paneles debe ser totalmente orientada al sur y con una inclinación de aproximadamente 5°. Dicha inclinación es cercana a la latitud de Bucaramanga, siendo tal posición de seguimiento estático la recomendada en latitudes fuera de la zona tropical, puesto que el movimiento del Sol en esos lugares se da siempre en su hemisferio sur particular. Aunque en Bucaramanga esta técnica de seguimiento no generaría un beneficio superior al 0,25%

Esto se explica debido a la cercanía de la ciudad de Bucaramanga con el Ecuador, que implica que siete meses del año el Sol se mueva por el hemisferio sur de su bóveda celeste particular y el resto del año por su hemisferio norte.

### Condiciones óptimas de seguimiento solar dinámico

En la literatura se aprecia con frecuencia que la radiación solar máxima se obtiene cuando la superficie en todo momento se encuentre perpendicular al HRSD. Para ello, debe darse que  $\beta = 90 - h$ ;  $\gamma = A_z \Rightarrow \theta = 0$ , por lo que la expresión de cálculo asociada sería (D.27)

$$G_{\beta\gamma}h = G_{nh} \left( \frac{(1 - K_D)}{\sin h} + K_D \left( \frac{1 + \sin h}{2} \right) + r \left( \frac{1 - \sin h}{2} \right) \right) \quad (D.27)$$

En este estudio se determinó que la orientación óptima de un seguidor dinámico en la ciudad de Bucaramanga es igual al azimut solar. En cuanto a la inclinación óptima, dicho valor difiere del complemento de la altura solar (90-h), considerado en parte de la literatura como el valor óptimo. Esta diferencia es significativa para valores de radiación menores a 4 kWh/m<sup>2</sup>, tal como se aprecia en la Figura D.14.

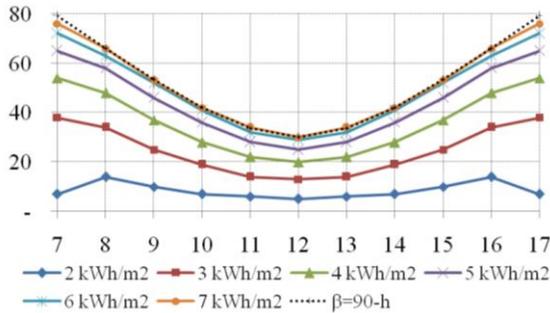


Figura D.14. Comportamiento horario de la inclinación óptima de la superficie  $\beta$  para diferentes niveles diarios de radiación solar global horizontal de un día determinado.

Por tanto, se demostró que un seguidor dinámico que trabaje perpendicular al HRSR no captura la mayor cantidad de radiación solar posible, aunque tal captura si es cercana al máximo posible.

Esto último se debe a que la elevación en horas tempranas hace que la componente de radiación directa sea baja, y que en días con niveles de radiación bajos, la radiación difusa sea tanto o más representativa que la radiación directa, siendo lógico que para capturar más radiación la inclinación deba ser baja para tener mayor acceso a la radiación difusa proveniente de la bóveda celeste.

La Figura D.15 muestra la diferencia en el aprovechamiento solar obtenido a partir de datos de posición óptima y el conseguido según datos de posición solar perpendicular al HSRD. Allí se aprecia como para valores diarios mayores a 5,0 kWh/m<sup>2</sup> ambas alternativas se pueden considerar equivalentes. En cambio, se generaría una ganancia negativa si se utilizan los datos de posición solar perpendicular al HSRD en días con niveles de radiación inferiores a 3,5 kWh/m<sup>2</sup>.

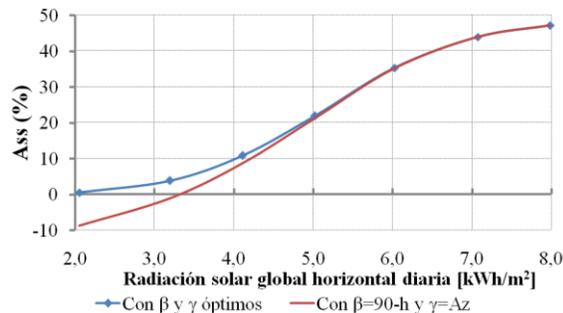


Figura D.15. Comportamiento Ass para condiciones óptimas y de posición perpendicular al HSRD.

### Análisis de la radiación solar máxima para un seguidor dinámico

Según los cálculos realizados con los datos de radiación solar de 2002 a 2008, se encuentra que la ganancia solar por uso de seguidor solar dinámico (horario) ascendería a 20%, lo que significa una captación adicional de alrededor de  $1,0\text{kWh/m}^2$ . Las Figuras D.16 y D.17 describen el comportamiento de  $G_{\beta\gamma}$  y  $Ass$  según el mes del año.

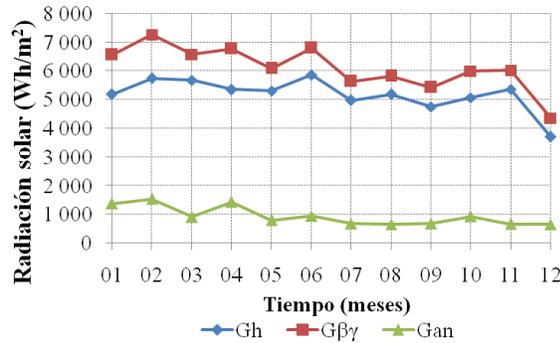


Figura D.16. Comportamiento de Gh, Gβγ y Gan para el año 2008.

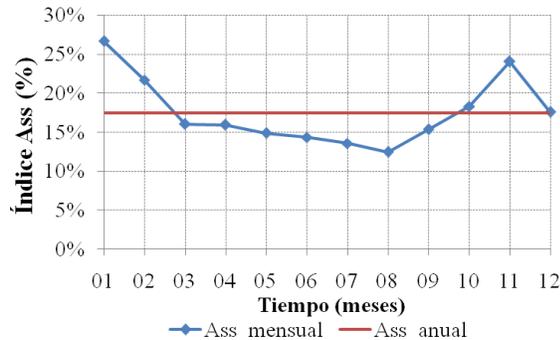


Figura D.17. Comportamiento de Ass para el año 2008.

Para evidenciar la influencia del momento del año en la máxima ganancia, se realizó el cálculo de Ass para dos días diferentes ( $nd=1$  y  $nd=213$ ) manteniendo los mismos datos de  $G_{hh}$ . El resultado se muestra en la Figura D.18 y se aprecia como el 01 de enero Ass es igual a 37%, mientras que 01 de agosto es 15%.

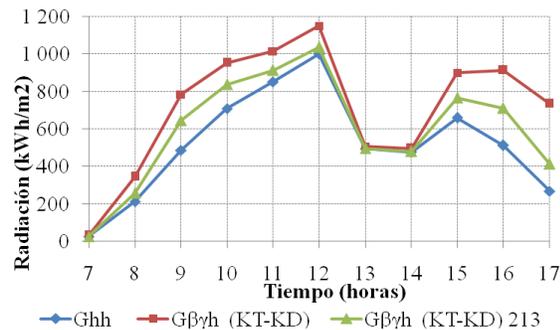


Figura D.18. Comportamiento de Gβγ para  $nd=1$  y  $nd=213$  considerando la misma Ghh.

## CONSIDERACIONES PARA EL ANÁLISIS FINANCIERO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE SEGUIDORES SOLARES EN LA CIUDAD DE BUCARAMANGA

Al plantearse la implementación de un seguidor solar como un problema de evaluación financiera, se busca justificar la toma de una decisión a partir de la existencia de un beneficio financiero para el inversionista, comparando dos alternativas, la implementación o no del seguidor solar.

Los instrumentos comúnmente empleados en una evaluación financiera básica son el valor presente neto (VPN) y la tasa interna de retorno (TIR). Con la ecuación (D.28) se calcula el VPN utilizando el modelo de precios corrientes [23]. El primer indicio de la viabilidad financiera se da cuando el VPN sea positivo.

$$VPN = \sum_{j=1}^n (Ing_j - Egr_j) \left( \frac{1 + i_f}{1 + i_c} \right)^j - INV \quad (D.28)$$

Los ingresos anuales serán iguales al costo anual de la energía eléctrica adicional generada debido al seguidor solar. Esto dependerá, tal como lo muestra (D.29), del área de los paneles asociada al seguidor (A), a la eficiencia de los paneles ( $\eta_p$ ), al precio del kWh (Pr) y a la ganancia anual de radiación solar producida por el seguimiento solar ( $Gan_{AN}$ ).

$$Ing = A * \eta_p * Pr * Gan_{AN} \quad (D.29)$$

Los egresos serán todos aquellos costos y gastos requeridos para la operación (Op) y mantenimiento (Mn) del seguidor.

$$Egr = Op + Mn \quad (D.30)$$

Aún más importante, es la determinación del valor tope de la inversión inicial que permita considerar la viabilidad financiera del proyecto.

$$CMPR = \sum_{j=1}^n (Ing_j - Egr_j) \left( \frac{1 + i_f}{1 + i_c} \right)^j \quad (D.31)$$

A continuación se presenta el análisis de viabilidad financiera de cuatro seguidores solares: (i) estático anual, (ii) estático mensual, (iii) estático diario y (iv) dinámico horario.

Se ha establecido para el ejemplo el uso de paneles con 15% de eficiencia, un área de paneles por seguidor de 15 m<sup>2</sup>, a \$0,184/kWh, una vida útil de 30 años y una ganancia anual según la Tabla D.6. Los ingresos y egresos anuales de cada tipo de seguidor solar son presentados en la Tabla D.7.

ANEXO D. Análisis técnico para la implementación de seguidores solares en sistemas de generación fotovoltaica en la ciudad de Bucaramanga.

Tabla D.7. Ingresos y Egresos anuales por tipo de seguidor.

Seguidor			A <sub>e</sub> (m <sup>2</sup> )	η <sub>p</sub> (%)	Pr (\$/kWh)	GanAN (kWh/m <sup>2</sup> )	Ingreso anual (\$/m <sup>2</sup> )		Egreso anual (\$)
Estático	Anual	Fijo				4,4	\$ 230	\$ 3 465	-
Estático	Mensual	Manual	15	15	\$ 350	59,9	\$ 3 143	\$ 47 171	-
Estático	Diario	Autónomo				85,8	\$ 4 503	\$ 67 568	\$3 600
Dinámico	Horario	Autónomo				313,5	\$ 16 461	\$ 246 881	\$9 200

Las alternativas 1 y 2 no generan ningún egreso por operación debido a que no consumen energía eléctrica.

La Tabla D.8 presenta los resultados del análisis financiero planteado. El valor de la inversión inicial se determinó con base en una consulta de varios tipos de seguidores solares ofrecidos en el mercado.

Tabla D.8. Indicadores para el análisis financiero de los seguidores solares considerando  $i_r = 4\%$  y  $i_c = 4\%$ .

Seguidor			INVERSIÓN	TIR	VPN	CMPR
Estático	Anual	Fijo	\$ 500 000	-	(392 000)	\$ 108 000
Estático	Mensual	Manual	\$ 3 000 000	-	(1 554 000)	\$ 1 446 000
Estático	Diario	Autón.	\$ 9 000 000	-	(8 016 000)	\$ 1 984 000
Dinámico	horario	Autón.	\$ 15 500 000	-	(8 168 000)	\$ 7 332 000

Se concluye que ninguno de los seguidores presta un beneficio que cubra la inversión requerida para su instalación.

Con base en los resultados obtenidos, se puede concluir que el seguimiento solar en la ciudad de Bucaramanga no es una estrategia atractiva de inversión.

Para facilitar la toma de una decisión de inversión en cuanto al tipo de seguimiento solar y el área del mismo, se ha establecido el CMPR para los seguidores analizados en un rango de área efectiva de paneles de 0 a 30 m<sup>2</sup>, tal como se muestra en la Figura D.19.

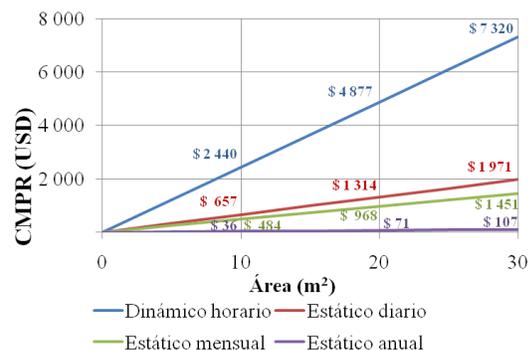


Figura D.19. CMPR en función del área del seguidor.

Si el valor del seguidor solar para un área específica se encuentra por encima de la línea de CMPR característica de éste significa que tal inversión no se recuperará.

## CONCLUSIONES

Se aprecian condiciones desfavorables para la instalación de seguidores solares en la ciudad de Bucaramanga, tales como: (1) la cercanía con el Ecuador hace que la ganancia en radiación solar no sobre pase el 20%, (2) el costo de los seguidores solares, (3) la ausencia de beneficios financieros directos para la instalación de sistemas fotovoltaicos en las zonas urbanas, y (4) la no reglamentación de la inyección de energía a la red por parte de sistemas de fuentes de energía renovable. Sin embargo, es deseable que sean instalados como proyectos de prioridad social y/o educativa donde no se busque un beneficio financiero.

Al revisarse la literatura relacionada con el cálculo de la radiación solar máxima se encuentra que dicha información es de complejo entendimiento, pues es presentada de forma dispersa. Esto dificulta la realización de estudios para analizar la implementación de seguidores solares.

Se logró evidenciar coherencia entre los métodos de cálculo de la radiación solar trabajados. Se determinó que el método  $K_T$ - $K_D$  es el más apropiado debido a su mayor sensibilidad con respecto a la radiación solar global horaria.

Se aprecia que la instalación de seguidores solares en la ciudad de Bucaramanga no es una opción atractiva desde la perspectiva de generación de rentabilidad financiera. Este escenario desfavorable se presenta en buena parte por la ganancia financiera generada por cada kWh adicional producto del uso de un seguidor solar, pues mientras en países de Europa como España tal tasa es de €0,44/kWh [24], en Colombia, dependiendo del estrato, está alrededor de solo €0,12/kWh.

Se demostró que el seguimiento perpendicular del HRSD, aunque siendo el más socializado en la literatura, no ofrece el seguimiento solar óptimo. Sin embargo, se encontró que para la ciudad de Bucaramanga tal planteamiento genera una captación cercana al máximo posible.

## REFERENCIAS

- [1]. KELLY, Nelson. GIBSON, Thomas. Improved photovoltaic energy output for cloudy conditions with a solar tracking system. s.l. : ELSEVIER-Solar Energy, 2009. págs. 2092-2102. Vol. 83.
- [2]. RUBIO, D.R., ORTEGA, M.G., GORDILLO, D. LÓPEZ-MARTÍNEZ, M. Application of new control strategy for sun tracking. s.l. : ELSEVIER-Energy conversion and management, 2007. págs. 2174-2184. Vol. 48.

- [3]. MOUSAZABEH, Hossein. KEYHANI, Alireza. JAVADI, Arzhang. MOBLI, Hossein. A review of principle and sun-tracking methods for maximizing solar systems output. s.l. : ELSEVIER-Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2009. págs. 1800-1818. Vol. 13.
- [4]. ONER, YusuD. CETIN, Engin. KEMAL OZTURK, Harun. YILANCI, Ahmet. Design of a new three-degree of freedom spherical motor for photovoltaic-tracking systems. s.l. : ELSEVIER-Renewable Energy, 2009. págs. 2751-2756. Vol. 34.
- [5]. BAKOS, George. Design and construction of a two.axis Sun tracking system for parabolic trough collector (PTC) efficiency improvement. s.l. : ELSEVIER-Renewable Energy, 2006. págs. 2411-2421. Vol. 31.
- [6]. MUNNER, T. Solar radiation and Daylight models. Edinburgh : ELSEVIER, 2004. págs. 1-60. 0 7506 5974 2.
- [7]. UPME-IDEAM. Atlas de Radiación Solar de Colombia. Anexo A. Bogotá : UPME-IDEAM, 2005. págs. 115-126.
- [8]. AHRENS, Donald. Essentials of meteorology. Third Edition. s.l. : Brooks Cole, 2000. págs. 25-50. 978-0534372002.
- [9]. SOLARTRONIC. Irradiaciones global, directa y difusa, en superficies horizontales e inclinadas, así como irradiación directa normal, para la República Mexicana. Mexico DF : Solartronic, 2003. págs. 1-16.
- [10]. UPME-IDEAM. Atlas de Radiación Solar de Colombia. Anexo C. Bogotá : UPME-IDEAM, 2005. págs. 139-155.
- [11]. -IDEAM. Atlas de Radiación Solar de Colombia. Anexo B. Bogotá : UPME-IDEAM, 2005. págs. 127-137.
- [12]. Al, Bin. SHEN, Hui. BAN, Qun. JI, Binghou. LIAO, Xianbo. Calculation of the hourly and daily radiation incident on three step tracking planes. s.l. : ELSEVIER-Energy conversion and management, 2003. págs. 1999-2011. Vol. 44.
- [13]. SUNGUR, Cemil. Multi-axes sun-tracking system with PLC control for photovoltaic panels in Turkey. s.l. : ELSEVIER-Renewable Energy, 2009. págs. 1119-1125. Vol. 34.
- [14]. SEFA, Ibrahim. DEMIRTAS, Mehmet. ÇOLAK, İlhami. Application of one-axis sun tracking system. s.l. : ELSEVIER-Energy conversion and management, 2009. págs. 2709-2718. Vol. 50.
- [15]. ADES. Seguidores solares. Zaragoza : ADES, 2009. págs. 1-20. (Consulta realizada en [www.ades.tv](http://www.ades.tv) / Diciembre de 2009).
- [16]. ROTH, P. GEORGIEV, A. BOUDINOV, H. Design and construction of a system for sun-tracking. s.l. : ELSEVIER-Renewable Energy, 2004. págs. 393-402. Vol. 29.
- [17]. MWITHIGA, Gikuru. NJOROGE KIGO, Stephen. Performance of a solar dryer with limited sun tracking capability. s.l. : ELSEVIER-Journal of Food Engineering, 2006. págs. 247-252. Vol. 74.
- [18]. KHALIFA, Abdul-Jabbar. AL-MUTAWALLI, Salman. Effect of two-axis sun tracking on the performance of compound parabolic concentrators. s.l. : ELSEVIER-Energy conversion and management, 1998. págs. 1073-1079. Vol. 39.
- [19]. ALATA, Mohanad. AL-NIMR, M.A., QAROUSH, Yousef. Developing a multipurpose sun tracking system using fuzzy control. s.l. : ELSEVIER-Energy conversion and management, 2005. págs. 1229-1245. Vol. 46.
- [20]. ABDALLAH, Salah. NIJMEH, Salem. Two axes sun tracking system with PLC control. s.l. : ELSEVIER-Energy conversion and management, 2004. págs. 1931-1939. Vol. 45.
- [21]. AL-MOHAMAD, Ali. Efficiency improvements of phot-voltaic panels using a Sun-tracking sytem. s.l. : ELSEVIER-Applied Energy, 2004. págs. 345-354. Vol. 79.
- [22]. WIKIPEDIA. [En línea] [Citado el: 10 de 01 de 2010.] <http://www.wikipedia.es>.
- [23]. SARMIENTO, Julio. Evaluación de proyectos en inflación. Bogotá : UPJ, 2005. págs. 300-322.
- [24]. RECIO MAILLO, Lisardo. Sección económica de conductor en instalaciones fotovoltaicas. Madrid : LeonardoENERGY, 2009. págs. 1-17.
- [25]. INSTRUMENTS, MET ONE. Solar Radiation Sensors-Specifications. Washington : s.n., 2009. pág. 4. (descargado de [www.metone.com](http://www.metone.com)).

# ANEXO E. EQUIPOS SELECCIONADOS DEL SISTEMA DE GENERACIÓN INTEGRADO FOTOVOLTAICO-EÓLICO

A continuación se presentan los equipos seleccionados constitutivos de las etapas de generación, de gestión y acondicionamiento, de almacenamiento y de monitoreo para cada una de los subsistemas.

Tabla E.1. Equipos asociados a cada subsistema por etapa.

SUBSISTEMA	EDIFICIO	ETAPA DE GENERACIÓN		ETAPA DE GESTIÓN Y ACONDICIONAMIENTO	ETAPA DE ALMACENAMIENTO	ETAPA DE MONITOREO
		UNIDAD GENERACIÓN	SEGUIDOR SOLAR			
Eólico conectado a la red	EE1	Wind-Arrow 1[kW] TRUE NORTH	N.A.	1 Inversor monofásico 700 [W] YTP-800 YITAI	N.A.	1 DC: ACREL Modelo PZ300-DE
		Maglev CXF 600[W] Shenzhen TIMAR				1 AC: PMC9- Schneider
Fotovoltaico conectado a la red		24 POLY-225[W] SCHOTT SOLAR	Estático 38,4 [m <sup>2</sup> ]	3 Inversores monofásicos 1,7 [kW] Sunny Boy SMA	N.A.	Incluida dentro de los inversores
Fotovoltaico conectado a la red	EE2	72 POLY-225[W] SCHOTT SOLAR	Estático 124,8 [m <sup>2</sup> ]	3 Inversores monofásicos 5,0 [kW] Sunny Boy SMA	N.A.	Incluida dentro de los inversores
Micro-red AC		9 POLY-225[W] SCHOTT SOLAR	Dinámico 15,0 [m <sup>2</sup> ]	1 FLEX-POWER ONE 2,0 [kW] OUTBACK	2 baterías 12V / 225[Ah] MASTERVOLT	2 DC: ACREL Modelo PZ300-DE  2 AC: PMC9- Schneider
Micro-red DC		9 POLY-225[W] SCHOTT SOLAR	Dinámico 15,0 [m <sup>2</sup> ]	1 controlador WS-MPPT50 2 NPS-1000 NEKTEX 2 reductores SCHAEFFER 48/9,5	8 baterías 12[V] / 120[Ah] marca VICTRON	6 DC: ACREL Modelo PZ300-DE  5 AC: PMC9- Schneider

A continuación se presentan las características técnicas de los dispositivos antes mencionados.

## AEROGENERADORES

Tabla E.2. Características técnicas de los modelos de aerogeneradores seleccionados.

Turbina	Modelo	Marca	Tipo	Potencia	Vel. mínima [m/s]	Costo [USD]
	Salida	Ruido [dB]	Costo [USD/W]	Pcc anual [kWh]	[kWh <sub>anual</sub> /W]	[USD/kWh <sub>20años</sub> ]
	Wind Arrow 1000	TRUE-NORTH Power NG Inc	HAWT	1000 [W]	0,1 [m/s]	3 100 [USD]
	24-48Vdc Controller	25dB	3,10 [USD/W]	231,8 [kWh]	0,23 [kWh <sub>anual</sub> /W]	0,67 [USD/kWh <sub>20años</sub> ]
	Maglev CXF-600	Shenzhen TIMAR	VAWT	600 [W]	1 [m/s]	2 000 [USD]
	12-24Vdc Controller	<40dB	3,33 [USD/W]	356,4 [kWh]	0,59 [kWh <sub>anual</sub> /W]	0,28 [USD/kWh <sub>20años</sub> ]

## PANEL SOLAR

Tabla E.3. Características técnicas del panel POLY-225 SCHOTT SOLAR.

	Datos característicos del panel solar en condiciones estándar de funcionamiento (STC)	
	Irradiancia: 1000W/m <sup>2</sup> . Temperatura: 25°C. Aire de Masa: 1.5	
	Tensión de circuito abierto (Voc)	36,7 V
	Corriente de corto circuito (Isc)	8,24 A
	Corriente de máxima potencia (Impp)	7,55 A
	Tensión de máxima potencia (Vmpp)	29,8 V
	Máxima tensión del sistema	1 000V
	Longitud	1,685m
	Ancho	0,993m
	Área	1,325m <sup>2</sup>
Eficiencia 1000 W/m <sup>2</sup>		
13,45%		

## SEGUIDORES SOLARES

Tabla E.4. Características técnicas del seguidor solar de dos ejes DUAL-AXIS-2kW de PATRIOT SOLAR GROUP.

	Parámetro	Valor
	Tipo	De dos ejes con poste
	Largo	4,60[m]
	Ancho	4,09[m]
	Módulos	9 paneles de 1,6[m <sup>2</sup> ]
	Peso	320 [kg]

Tabla E.5. Características técnicas de estructura para seguimiento estático SOLEE.

	Parámetro	Especificación
	Tipo	Plano
	Material	Aluminio
	Presentación	Tubos rectangular
	Inclinación	<70°
	Peso	12 [kg/m <sup>2</sup> ]

## INVERSORES

Tabla E.6. Características técnicas del YITAI ELECTRONICS YTP-800.

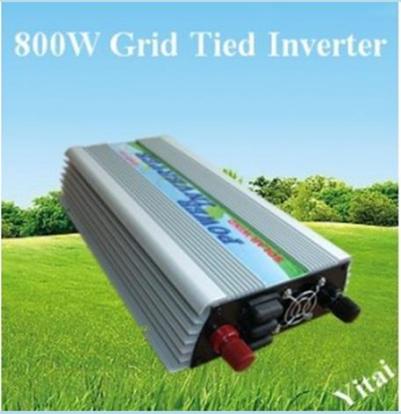
 <p>800W Grid Tied Inverter</p>	Valores de entrada DC	
	Rango de tensión para MPPT	11-28 [V]
	Tensión en circuito abierto (Voc)	28 [V]
	Corriente máxima (Imax)	50 [A]
	Máxima potencia STC	1 040 [W]
	Valores de salida AC	
	Potencia nominal (Pn)	750 [W]
	Tensión línea nominal (Vn)	80-130[V] / 160-260[V]
	Corriente nominal (A)	3,6[A]/208[V]; 6,3[A]/120[V];
	Frecuencia nominal (fn)	45-65[Hz]
Factor de potencia (fp)	0,93-0,99	
Distorsión (THD)	< 5%	
Rendimiento (η)	> 94%	
Datos generales		
Consumo de energía en operación	< 8 [W]	
Consumo de energía nocturno	< 1 [W]	
Dimensiones	0,43[m]x0,26[m]x0,16[m]	
Peso	3,5 [kg]	

Tabla E.7. Características técnicas del SWEA 750 [W].

	Valores de entrada DC	
	Rango de tensión para MPPT	20-54 [V]
	Tensión en circuito abierto (Voc)	54 [V]
	Corriente máxima (Imax)	37 [A]
	Máxima potencia STC	1 000 [W]
	Valores de salida AC	
	Potencia nominal (Pn)	750 [W]
	Tensión línea nominal (Vn)	88-132[V]
	Corriente nominal (A)	6,8[A]
	Frecuencia nominal (fn)	59-61[Hz]
Factor de potencia (fp)	00,99	
Distorsión (THD)	< 5%	
Rendimiento (η)	> 84%	
Datos generales		
Consumo de energía en operación	< 30 [W]	
Consumo de energía nocturno	< 1 [W]	
Dimensiones	0,20[m]x0,14[m]x0,08[m]	
Peso	3,5 [kg]	

Tabla E.8. Características técnicas del SMA Sunny Boy 1700.

	Valores de entrada DC	
	Rango de tensión para MPPT	147-320 [V]
	Tensión en circuito abierto (Voc)	400 [V]
	Corriente máxima (Imax)	12,6 [A]
	Máxima potencia STC	1 850 [W]
	Máxima potencia real	1 850 [W]
	Tensión para inicio de generación	139 [V]
	Valores de salida AC	
	Potencia nominal (Pn)	1 550 [W]
	Tensión línea nominal (Vn)	180-265[V]
Corriente nominal (A)	8,6 [A]	
Frecuencia nominal (fn)	55-65[Hz]	
Factor de potencia (fp)	1,0	
Rendimiento (η)	> 93,5%	
Datos generales		
Consumo de energía nocturno	< 0,1 [W]	
Temperatura de funcionamiento	-25°C / +60°C	
Dimensiones	0,44[m]x0,34[m]x0,21[m]	
Peso	25 [kg]	

Tabla E.9. Características técnicas del SMA Sunny Boy 5000US.

	Valores de entrada DC	
	Rango de tensión para MPPT	250-480 [V]
	Tensión en circuito abierto (Voc)	600 [V]
	Corriente máxima (Imax)	21 [A]
	Máxima potencia STC	6 250 [W]
	Máxima potencia real	5 300 [W]
	Tensión para inicio de generación	300 [V]
	Valores de salida AC	
	Potencia nominal (Pn)	5 000 [W]
	Tensión línea nominal (Vn)	208 [V] (183[V]-229[V])
Corriente nominal (A)	24 [A]	
Frecuencia nominal (fn)	60 Hz (+0,5Hz/-0,7Hz)	
Factor de potencia (fp)	0,99	
Distorsión (THD)	< 4%	
Rendimiento (η)	> 95%	
Datos generales		
Consumo de energía en operación	< 7 [W]	
Consumo de energía nocturno	< 0,1 [W]	
Temperatura de funcionamiento	-25°C / +45°C	
Dimensiones	0,61[m]x0,47[m]x0,24[m]	
Peso	67 [kg]	

## UNIDADES ESPECIALES

Tabla E.10. Características técnicas de la unidad FLEXPOWERONE.

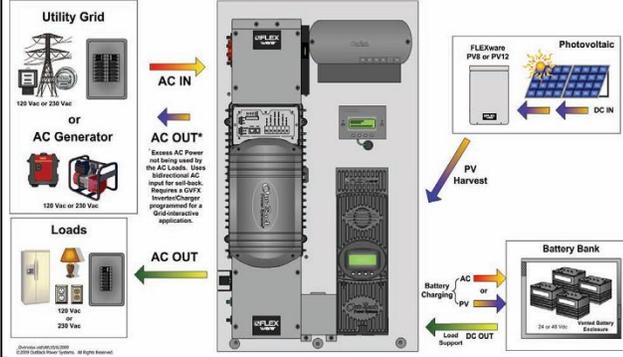
	Modelo	FP1-3 GVFX3524
	THD	<5%
	Tensión del banco de baterías	24[Vdc]
	Máxima potencia STC	2 000[W]
	Tensión de entrada paneles MPPT	50-145[Vdc]
	Tensión máxima Voc	150[Vdc]
	Corriente máxima Isc	64[A]
	Tensión AC	100-140[Vac]
Frecuencia	58-62[Hz]	

Tabla E.11. Características técnica de la unidad NPS-1000.

	Tensión de entrada primaria AC	208-277 [V] AC
	Frecuencia de entrada primaria AC	50-60 [Hz] AC
	Máxima corriente de entrada AC	5,5 [A] AC
	Máxima corriente de salida DC	18,5 [A] DC
	Tensión nominal de entrada secundaria DC	48 [V] DC
	Máxima potencia de salida	1000 [W]
	Máxima eficiencia de DC a DC	97%
	Máxima eficiencia de AC a DC	94%
	THD (Distorsión armónica total)	< 5%
	Factor de potencia	0,99
	Máxima potencia de entrada	1100 [W]
Dimensiones	8"W x 3,75" D x 21,5" L	
Peso	15 libras	

Tabla E.12. Características técnicas del controlador WS-MPPT50.

	Potencia (Max.)	2 400 [W]
	Voltaje nominal de salida	48 V
	Corriente de entrada P máx.	50 A
	Máxima tensión de entrada	110 [V]
	Rango de seguimiento MPPT	48-80[V]
	Corte de baja tensión	42 V]
	Eficiencia (%)	95 %

Tabla E.13. Características técnicas del Reductor 48V/9,5V SCHAEFFER.

	Tensión nominal de entrada	48 V
	Rango de tensión de entrada	36 a 75V
	Rango de tensión de salida	8-10 V
	Corriente de salida Máx.	50 A
	Rango de corriente de salida	50 – 62,5A
	Potencia de salida Máx.	500 W
	Eficiencia de conversión	>92%
	Dimensiones L*A*A	220 x 220 x 167 mm

## BATERÍAS

Tabla E.14. Características técnicas batería VICTRON Gel Deep Cycle 12V 120Ah. Tomado de [VICTRON ENERGY, 2010].

Modelo	VICTRON Gel Deep Cycle	Modelo	MASTERVOLT AGM 225
Tensión	12 [V]	Tensión	12 [V]
Capacidad nominal (C10)	120 [Ah]	Capacidad nominal (C20)	225 [Ah]
Vida útil para una profundidad de descarga de 50%	600 ciclos	Vida útil para una profundidad de descarga de 50%	-
Tecnología	Placas planas GEL	Tecnología	AGM
Peso	38 [kg]	Peso	64 [kg]
			

## MEDIDORES

Tabla E.15. Características técnicas del medidor DC ACREL Modelo PZ300-DE.

	Corriente	0-9 999 [A]
	Tensión	0-1 000 [V]
	Exactitud	Clase 0,5
	Temperatura de operación	-10[°C] a 55[°C]
	Comunicación	RS-485 Protocolo MODBUS
	Aplicación principal	Sistemas fotovoltaicos
	VARIABLES A MONITOREAR	Tensión, Corriente, Potencia, Energía
	Tipo	Medición bidireccional

Tabla E.16. Características técnicas del medidor AC SCHNEIDER PowerLogic PM9C.

	Corriente	0-9 999 [A]
	Tensión	0-450[V]
	Exactitud	Corriente y Tensión → 0,5% Potencia → 2% Energía → Clase 2 Frecuencia → 0,2 [Hz]
	Comunicación	RS-485 Protocolo MODBUS
	Variables a monitorear	Tensión, Corriente, Frecuencia, Factor de potencia, Potencia, Energía, Reloj
	ConFiguración	1F+N, 3F, 3F+N

## ANEXO F. SELECCIÓN DEL PANEL

A continuación se presenta el proceso de selección del panel fotovoltaico desarrollado en cinco pasos.

### DEFINICIÓN DE MARCAS COMERCIALES

Se realizó una revisión de las marcas de paneles fotovoltaicos más conocidas. En total, se consideraron 12 y son las siguientes:

- SUNPOWER
- EVERGREEN
- SUNTECH
- KYOCERA
- SOLAR-REC
- SANYO
- SOLARWORLD
- SAMSUNG
- SCHOTT
- SHARP
- BP SOLAR
- CANADIEN SOLAR

### SELECCIÓN DE LOS MODELOS DE PANELES

Después de definidas las marcas, se seleccionaron los modelos a partir de la oferta visualizada en varios de los *website* de venta de dispositivos para sistemas fotovoltaicos alrededor del mundo. La Tabla F.1 presenta la información resultante.

Tabla F.1. Modelos de paneles fotovoltaicos seleccionados.

MARCA	MODELO	[W]	MARCA	MODELO	[W]	MARCA	MODELO	[W]
SUNPOWER	SPR-205-BLK	205	KYOCERA	KD215GX-LPU	215	SAMSUNG	LPC235SM	235
SUNPOWER	SPR-238E-WHT-D	238	KYOCERA	KD225GX-LPB	225	SAMSUNG	LPC238SM	238
SUNPOWER	SPR-305-WHT-U	305	SOLAR REC	REC205 AE-US	205	SAMSUNG	LPC244SM	244
SUNPOWER	SPR-318-WHT-D	318	SOLAR REC	REC215 PE-US	215	SHARP	NT-175UC1	175
EVERGREEN	ES-200-fa3b	200	SOLAR REC	REC225 AE-US	225	SHARP	ND-198UC1	198
EVERGREEN	ES-205-fa3b	205	SOLAR REC	REC235 PE-US	235	SHARP	ND-U224C1	224
EVERGREEN	ES-210-fa3b	210	SANYO	HIP-195DA3	195	SHARP	NU-U230F3	230
EVERGREEN	ES-215-fa3b	215	SANYO	HIT-215N	215	SHARP	NU-U240F1	240
SUNTECH	STP180S-24/Ab-1	180	SANYO	HIT-240HDE4	240	CAN. SOLAR	CS5A-180M	180
SUNTECH	STP210-18-Ub-1	210	SOLAR WORLD	SW 175	175	CAN. SOLAR	CS6P-220M	220
SUNTECH	STP225-24-Vb-1	225	SOLAR WORLD	SW 225	225	CAN. SOLAR	CS6P-240M	240
SUNTECH	STP280-24-Vb-1	280	SOLAR WORLD	SW 230	230	BP SOLAR	BP3220N	220
KYOCERA	KD185GX-LPU	185	SOLAR WORLD	SW 245	245	BP SOLAR	BP3230T	230
KYOCERA	KD205GX-LPU	205	SCHOTT	POLY-225	225			

### VALORACIÓN TÉCNICO-COMERCIAL

Para depurar el listado establecido se analizaron aspecto como: costo, oferta comercial y área por array de generación.

### Criterio 1: Costo

El costo es un factor determinante en la selección del dispositivo debido a que la restricción fundamental es la inversión inicial. En cuanto a la eficiencia, se considera un parámetro sin importancia, lineamiento poco común en sistemas eléctricos, ya que el área no es una restricción determinante.

La Figura F.1 muestra la relación entre costo y eficiencia. Se aprecia como tienden en general a ser más económicos los paneles de menor eficiencia; y ya que el criterio de decisión fundamental es el menor costo, se consideran atractivos financieramente todos aquellos modelos cuyo costo sea menor a 3,2 [USD/m<sup>2</sup>].

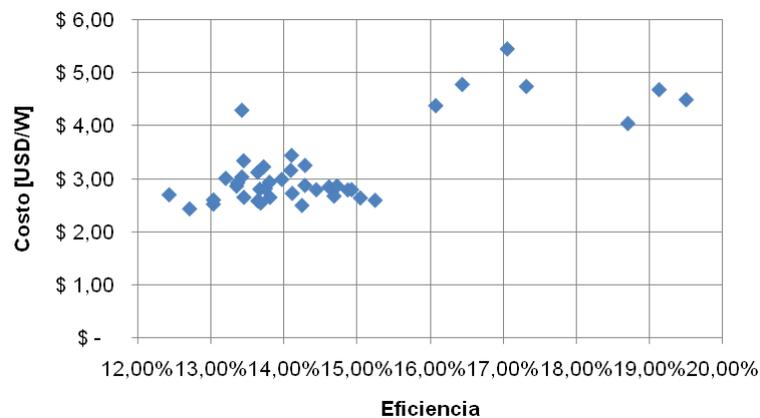


Figura F.1. Relación del costo y la eficiencia en los modelos de paneles fotovoltaicos seleccionados.

No se toma el panel con el menor costo debido a que los precios de estos elementos son variantes en el tiempo, aunque no de forma significativa, por ello se recomienda seleccionar paneles que tengan un precio en un rango determinado.

### Oferta comercial

Con este criterio se analiza la disponibilidad comercial de cada modelo y su precio representativo, el cual se obtuvo promediando tres precios de venta. Para determinar esta información se consultaron alrededor de 20 oferentes mundiales.

### Área por array de generación

Aunque el área disponible no es una limitación efectiva para el diseño del sistema, si existe un aspecto de especial consideración, y es el área por array de generación.

Los arrays son los arreglos en serie y/o paralelo de los paneles fotovoltaicos, y deben conectarse en paralelo al inversor, por lo cual su tensión ha de ser lo más parecida posible. Para lograr esto, es necesario garantizar que los arrays tengan la misma secuencia de conexión interna, distribución física y distancia desde el tablero de conexión.

Se diseñan con tensiones de circuito abierto cercanas a 600Vdc por aspectos normativos y a que la tensión  $V_{mpp}$  del array se debe encontrar en el rango de operación de los inversores *grid-tied*. Por ello, es deseable conectar tantos paneles en serie como sea posible.

Bajos valores de tensión de circuito abierto y tensión de máxima potencia pueden dificultar las estrategias antes mencionadas, porque entre menor sea el  $V_{oc}$  del panel, mayor será el área del array, lo cual es una debilidad considerable teniendo en cuenta que debe garantizarse una misma forma estructural y distancia a un punto común debido a que en la terraza co-existirán otros importantes elementos tecnológicos. Es por esto, que se deben descartar los modelos con  $V_{oc} < 0,12 [V/m^2]$ .

### Resultados de la valoración técnico-comercial

La Tabla F.2 muestra la valoración de cada modelo. En total, se descartaron 22 modelos, y solo se consideraron aptos 19 de éstos.

Tabla F.2. Modelos de paneles fotovoltaicos seleccionados.

	MARCA	MODELO	[W]	Precio USD	Precio USD/W	Observación
	SUNPOWER	SPR-205-BLK	205	980	4,78	[1]
	SUNPOWER	SPR-238E	238	1 115	4,68	[1]
	SUNPOWER	SPR-305-WHT	305	1 234	4,04	[1]
	SUNPOWER	SPR-318-WHT	318	1 429	4,49	[1]
	EVERGREEN	ES-200-fa3b	200	488	2,44	[3]
	EVERGREEN	ES-205-fa3b	205	518	2,53	[3]
	EVERGREEN	ES-210-fa3b	210	602	2,87	[3]
	EVERGREEN	ES-215-fa3b	215	604	2,81	[3]
	SUNTECH	STP180S-24/A	180	620	3,44	[1]
	SUNTECH	STP210-18-Ub	210	684	3,26	[1]
1	SUNTECH	STP225-24-Vb	225	684	3,04	Apto
2	SUNTECH	STP280-24-Vb	280	784	2,80	Apto
3	KYOCERA	KD185GX-LPU	185	554	2,99	Apto
4	KYOCERA	KD205GX-LPU	205	544	2,66	Apto
5	KYOCERA	KD225GX-LPU	225	595	2,64	Apto
6	KYOCERA	KD235GX-LPB	235	677	2,88	Apto
7	SOLAR REC	REC205AE-US	205	554	2,70	Apto
8	SOLAR REC	REC215PE-US	215	561	2,61	Apto
9	SOLAR REC	REC225AE-US	225	583	2,59	Apto
10	SOLAR REC	REC235PE-US	235	588	2,50	Apto
	SANYO	HIP-195DA3	195	854	4,38	[1]
	SANYO	HIT-215N	215	1 172	5,45	[1]
	SANYO	HIT-240HDE4	240	1 139	4,74	[1]
	SOLARWORLD	SW 175	175	752	4,30	[1]
11	SOLARWORLD	SW 225	225	704	3,13	Apto
	SOLARWORLD	SW 230	230	743	3,23	[1]
12	SOLARWORLD	SW 245	245	699	2,85	Apto
13	SCHOTT	POLY-225	225	598	2,66	Apto
	SAMSUNG	LPC235SM	235	630	2,68	[2]
	SAMSUNG	LPC238SM	238	665	2,80	[2]
	SAMSUNG	LPC244SM	244	634	2,60	[2]
	SHARP	NT-175UC1	175	585	3,34	[1]
14	SHARP	ND-198UC1	198	579	2,93	Apto
15	SHARP	ND-U224C1	224	632	2,82	Apto
16	SHARP	NU-U230F3	230	628	2,73	Apto
17	SHARP	NU-U240F1	240	689	2,87	Apto
	CAN. SOLAR	CS5A-180M	180	569	3,16	[2]
	CAN. SOLAR	CS6P-220M	220	560	2,55	[2]
	CAN. SOLAR	CS6P-240M	240	672	2,80	[2]
18	BP SOLAR	BP3220N	220	663	3,01	Apto
19	BP SOLAR	BP3230T	230	676	2,94	Apto

NOTA: Las opciones sombreadas son descartadas por los siguientes motivos: [1] Elevado valor ( $>USD3,2/W$ ), [2] Baja oferta comercial y [3] Bajo densidad de tensión de circuito abierto [ $<0,12V/m^2$ ].

## SELECCIÓN DEL PANEL

A fin de evitar la selección de modelos determinados, lo cual es una exigencia en las licitaciones públicas, se deben establecer las especificaciones técnicas del panel fotovoltaico de manera genérica, siempre y cuando se garantice la existencia de modelos disponibles en el mercado que sean compatibles.

De los 19 modelos de paneles fotovoltaicos de la Tabla F.2, se encontró que la presentación de 225[W] tiene varias opciones comerciales, 6 en total, las cuales entre sí son altamente compatibles en sus especificaciones técnicas, tal como se aprecia en la Tabla F.3.

Tabla F.3. Especificaciones técnicas de los modelos de panel fotovoltaicos considerados.

N°	MARCA	MODELO	Pot. [W]	$\eta$ [%]	Largo [m]	Ancho [m]	Área [m <sup>2</sup> ]	V <sub>mpp</sub> [V]	I <sub>mpp</sub> [A]	V <sub>oc</sub> [V]	I <sub>sc</sub> [A]	Peso [kg]
1	SUNTECH	STP225-24-Vb-1	225	13,42%	1,675	1,001	1,677	29,70	7,59	37,30	8,13	21,2
2	KYOCERA	KD225GX-LPU	225	15,04%	1,662	0,900	1,496	29,80	7,55	36,90	8,18	21,0
3	SOLAR REC	REC225 AE-US	225	13,64%	1,665	0,991	1,650	28,80	7,80	36,60	8,40	22,0
4	SOLAR WORLD	SW 225	225	13,64%	1,665	0,991	1,650	29,60	7,81	36,70	8,15	22,5
5	SCHOTT	POLY-225	225	13,45%	1,685	0,993	1,673	29,80	7,50	36,70	8,24	23,0
6	SHARP	ND-U224C1	224	13,74%	1,640	0,994	1,630	30,20	7,42	36,90	8,07	20,0

La existencia de 6 modelos comerciales permite una mayor confiabilidad en el suministro y un menor costo por demanda.

## DEFINICIÓN DE LAS ESPECÍFICAS TÉCNICAS PARA DISEÑO

Con base en las especificaciones técnicas de los modelos de paneles seleccionados, se establecen los valores de referencia para el diseño del sistema. Esta información es mostrada en la siguiente tabla:

Tabla F.4. Valores de referencia para el diseño.

PARÁMETRO	VALOR	OBSERVACIÓN
P <sub>mpp</sub> nominal	225 [W]	-
Largo	1,685 [m]	Valor máximo de las opciones
Ancho	1,001 [m]	Valor máximo de las opciones
Área	1,687 [m <sup>2</sup> ]	Se calcula con los valores seleccionados
V <sub>mpp</sub> -valor inferior	28,80 [V]	Valor mínimo de las opciones
V <sub>mpp</sub> -valor superior	30,20 [V]	Valor máximo de las opciones
V <sub>oc</sub>	37,30 [V]	Valor máximo de las opciones
I <sub>mpp</sub>	7,81 [A]	Valor máximo de las opciones
I <sub>sc</sub>	8,40 [A]	Valor máximo de las opciones
Peso	23,0 [kg]	Valor máximo de las opciones

## ANEXO G. SELECCIÓN DEL MICRO-AEROGENERADOR

A continuación se presenta el proceso de selección del micro-aerogenerador. Dado que existe el interés de generar energía eléctrica a partir del recurso eólico disponible y que la velocidad del viento mayormente es inferior a  $2[m/s]$ , se debió realizar una búsqueda intensiva de micro-aerogeneradores, cuya potencia máxima sea  $3,0[kW]$ .

### GENERALIDADES DE LAS TURBINAS EÓLICAS

Las turbinas eólicas son dispositivos utilizados para convertir energía eólica en energía eléctrica. Su funcionamiento se basa en el movimiento de una estructura sobre un eje debido a la fuerza del viento, la cual está conectada al rotor de un generador eléctrico.

Se clasifican según la orientación del eje del rotor, eje horizontal (HAWT) o eje vertical (VAWT), tal como muestra la Figura G.1. Siendo la presentación de eje horizontal de tres palas la más comercial.

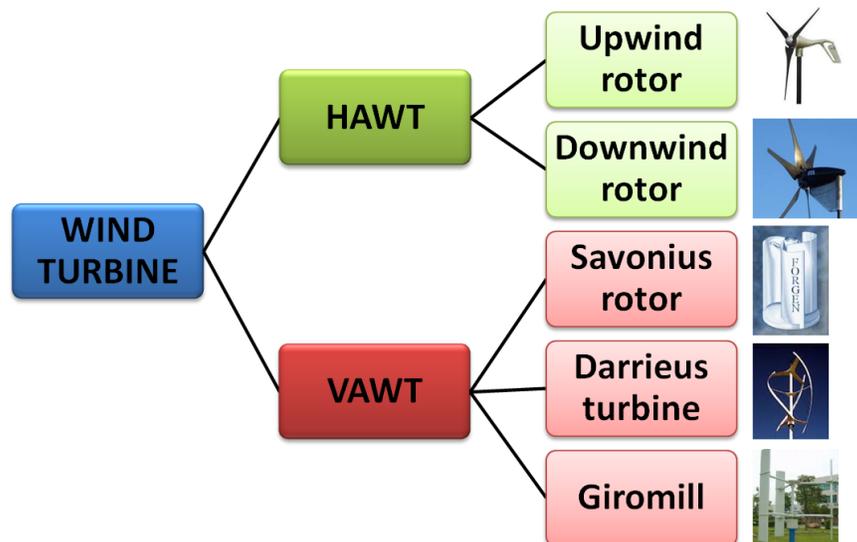


Figura G.1. Tipo de turbinas eólicas. Adaptado de [WIZELIUS, 2007].

Un parámetro característico de gran importancia en las turbinas eólicas es el coeficiente de potencia o rendimiento,  $C_p$ . Indica la cantidad de energía que la turbina puede extraer del viento. Por cuestiones físicas, este valor tiene un valor máximo de 0,5926.

Las turbinas reales no pueden llegar a ese nivel de rendimiento debido a las pérdidas mecánicas y eléctricas de sus componentes. En general, las turbinas HAWT tienen un mayor rendimiento que las VAWT. Las turbinas de eje horizontal de tres palas pueden alcanzar un  $C_p$  de 0,45, las de dos palas 0,40; mientras las turbinas de eje vertical, como la Daerrius 0,3 y las Savonius 0,12.

Las turbinas eólicas de pequeña potencia disponibles en el mercado vienen equipadas con la etapa de generación eléctrica y la etapa de acondicionamiento de energía, por lo que el usuario solo debe preocuparse por una sencilla conexión.

Este acondicionamiento puede ser a 12, 24 o 48Vdc a partir de un regulador para la alimentación de carga DC y almacenamiento de energía en baterías, o tensión y frecuencia de red a partir de un inversor AC/DC tipo *grid-tied* para la inyección en tiempo real de la energía generada.

## REVISIÓN TECNOLÓGICA

Con el fin de establecer las opciones tecnológicamente viables existentes de micro-turbinas eólicas (<3[kW]), se realizó un inventario de la oferta en el mercado de estos dispositivos. Como resultado se encontró un total de 303 aerogeneradores, los cuales se listan en la Tabla G.1.

Se encontró que el tipo de turbina de eje horizontal representa el 81% de las micro-turbinas comerciales, y tan solo el 19% son de eje vertical.

El primer paso de validación tecnológica consistió en establecer los aerogeneradores que pueden funcionar con los bajos vientos existentes en sitio. La Figura G.2 muestra la distribución de este parámetro (velocidad de arranque) en función de la potencia de los modelos analizados.

Dado que la velocidad del viento promedio anual es 1,11[m/s], se definió como criterio de elegibilidad inicial una velocidad máxima de arranque de 1,1[m/s], lo que redujo la población a analizar a solo 13 aerogeneradores, equivalente al 4,3%, 8 unidades de eje horizontal y 5 unidades de eje vertical. La distribución detallada por tipo de eje se aprecia en la Tabla G.2.

Tabla G.1. Aerogeneradores disponibles en el mercado con potencia menor a 2[kW].

Turbina	Fabricante	Tipo	Pot.[W]	Turbina	Fabricante	Tipo	Pot. [W]
Micro-1 0	Rustic Power	HAWT	10	UGE-300	Urban Green Energy	VAWT	300
P-10	Shanghai Aeolus	VAWT	10	Lite Breeze	Wind blue power	HAWT	300
Micro-30	Rustic Power	HAWT	30	LT2.2-300W	ZHEJIANG LITEN	HAWT	300
Rutland 503	Marlec Engineering	HAWT	40	Simplex 350	Aerocatcher	HAWT	350
ZPFD-50	Bao Tou	HAWT	50	Superwind 350	Superwind	HAWT	350
Mini 50	Rustic Power	HAWT	50	Air 400	Boliy Power	HAWT	400
Rutland 913	Marlec Engineering	HAWT	60	Stealth Generator	Eclectic Energy Limited	HAWT	400
Ampair 100	Ampair Microwind	HAWT	100	D400	Eclectic Energy Limited	HAWT	400
ZPFD-100	Bao Tou	HAWT	100	Duo Generator	Eclectic Energy Limited	HAWT	400
100W VAWT	Qingdao	VAWT	100	Flex 400	FlexiEnergy	HAWT	400
ELV 100W	Qingdao	VAWT	100	FlexiEnergy400	FlexiEnergy	HAWT	400
Aerocraft 120	Aerocraft	HAWT	120	JPS-400	JETPRO TECHNOLOGY	HAWT	400
Aero4Gen-F	Aerogen	HAWT	120	Maglev CXF-400	Shenzhen TIMAR	VAWT	400
Mini 125	Rustic Power	HAWT	125	S-600 Marine T type	Suzhou Greatwatt	HAWT	400
ZPFD-150	Bao Tou	HAWT	150	S-600 Land Type	Suzhou Greatwatt	HAWT	400
Iris wind turbine	Micro-Energie	HAWT	180	BOLIY AIR400	SUZHOU ZHONGGU	HAWT	400
ZPFD-200	Bao Tou	HAWT	200	TAOS400	TAOS Wind Energy	HAWT	400
Chinook 200	Chinook Turbines LLC	HAWT	200	Air X	Windenergy	HAWT	400
FSW Gyro- 2	Four Seasons Windpower	VAWT	200	Nova 400W	YUEQING NOVA	HAWT	400
JPS-200	JETPRO TECHNOLOGY	HAWT	200	Tronc	Loopwing Co.	HAWT	438
200W-Navitron	Navitron	HAWT	200	ARI-450	ARI Renewable Energy	HAWT	450
FD2.5-200W	Prostar International	HAWT	200	MINI-450	First Renewable Energy	HAWT	450
200W VAWT	Qingdao	VAWT	200	500W WindMax	WindMax Green Energy	HAWT	485
Mini-200W	Rustic Power	HAWT	200	Aeolos-H 500W	Aeolos Wind Turbine LLC	HAWT	500
P-200	Shanghai Aeolus	VAWT	200	Vertikalrotor 0.5	Aerocatcher	VAWT	500
Maglev CXF-200	Shenzhen TIMAR	VAWT	200	Simplex 500	Aerocatcher	HAWT	500
ComSpin S Series	TechnoSpin Inc.	HAWT	200	Aerocraft 502	Aerocraft	HAWT	500
AR-200W	Vaigunth Ener Tek (P) Ltd	HAWT	200	WM-500	Aquitaine Aérog.	HAWT	500
Wind Smile 200W	Wind Smile	VAWT	200	ZPFD-500	Bao Tou	HAWT	500
Nova 200W	YUEQING NOVA	HAWT	200	ZPFD-5001	Bao Tou	HAWT	500
Aerocraft 240	Aerocraft	HAWT	240	500W	Cyclone Wind Generators	HAWT	500
Aero6Gen	Aerogen	HAWT	240	EC500W	EC Industry Group	HAWT	500
Simplex 250	Aerocatcher	HAWT	250	Electrovent 30	Electrovent	HAWT	500
Winplex 500	Aerocatcher	HAWT	250	Enflo 0071	Enflo	HAWT	500
AF-250D	Aerofortis	HAWT	250	Eol'500	Eol'ution	HAWT	500
Inclin 250	Bornay	HAWT	250	Windworker-500H	First Renewable Energy	HAWT	500
Electrovent 15	Electrovent	HAWT	250	Flex 500 VAWT	FlexiEnergy	VAWT	500
EP-220	Electric Pinwheels LLC	HAWT	290	FSW Gyro- 5	Four Seasons Windpower	VAWT	500
Aeolos-V 300w	Aeolos Wind Turbine LLC	VAWT	300	FSW Extreme- 5	Four Seasons Windpower	VAWT	500
Vertikalrotor 0.3	Aerocatcher	VAWT	300	Energy Ball V100	Home Energy	HAWT	500
Ampair 300	Ampair Microwind	HAWT	300	HM2.5-500	Huamin Windpower Inc.	HAWT	500
ZPFD-300	Bao Tou	HAWT	300	IVS 500	Invap	HAWT	500
BOWIND-0300	BOLTUN CORP.	HAWT	300	SP500	Jetstream	HAWT	500
CS03TDR	Craftskills	HAWT	300	Falcon500_HAWT	Missouri Wind and Solar	HAWT	500
300W-Ciclón	Cyclone Wind Generators	HAWT	300	500W	Navitron	HAWT	500
SolAir I 300	DyoCore	HAWT	300	Seahawk	Pac Wind Inc.	VAWT	500
EC300W	EC Industry Group	HAWT	300	Presto 500-M	Presto Wind(TM)Products	HAWT	500
ES-VT300W	EcoSmart	VAWT	300	FD2.8-500W	Prostar International Elec	HAWT	500
Aeolus 300	F.O.	HAWT	300	500W VAWT	Qingdao	VAWT	500
Windworker-300H	First Renewable Energy	HAWT	300	LT2.2-500W	Qingdao	HAWT	500
FSW Gyro- 3	Four Seasons Windpower	VAWT	300	VAWT-ARE500W	QINGDAO ARENA	VAWT	500
DS300	Hi-VAWT Technology	VAWT	300	P-500	Shanghai Aeolus	VAWT	500
HM2.2-300	Huamin Windpower Inc.	HAWT	300	Vertical Wind	SUN ECO Solar	VAWT	500
Twister-300-T	MARC Power GmbH	VAWT	300	ECO-500W	SUN ECO Solar	HAWT	500
ML 300 "Butterfly"	Moratec	HAWT	300	TLG 500	TLG Wind Power	HAWT	500
Nanjing-300	Nanjing Supermann	HAWT	300	AR-500W	Vaigunth Ener Tek (P) Ltd	HAWT	500
300W	Navitron	HAWT	300	LT2.7-500W	ZHEJIANG LITEN	HAWT	500
Black VAWT300	preVent GmbH	VAWT	300	Aeolos-V 600w	Aeolos Wind Turbine LLC	VAWT	600
Black 300	preVent GmbH	HAWT	300	AF-600D	Aerofortis	HAWT	600
300 W VAWT	Qingdao	VAWT	300	BOWIND-0600	BOLTUN CORP.	HAWT	600
LT1.5-300W	Qingdao	HAWT	300	Inclin 600	Bornay	HAWT	600
FD2.6-300W	Qingdao Zeyu	HAWT	300	Flex 600	FlexiEnergy	HAWT	600
Speedy Vertical	Ropatec AG	VAWT	300	Hornet 600	Hydrogenappliances	HAWT	600
Wren Extreme	Samrey Generators	HAWT	300	JPS-600	JETPRO TECHNOLOGY	HAWT	600
Wren Micro-turbine	Samrey Generators	HAWT	300	e150	Kestrel Wind Turbines	HAWT	600
P-300	Shanghai Aeolus	VAWT	300	Falcon600_VAWT	Missouri Wind and Solar	VAWT	600
ECO-300W	SUN ECO Sola	HAWT	300	Cyclon Marine	Point.of.com GmbH	HAWT	600
TR2.6-300W	Tairui Windpower Co.,Ltd.	HAWT	300	Black 600	preVent GmbH	HAWT	600

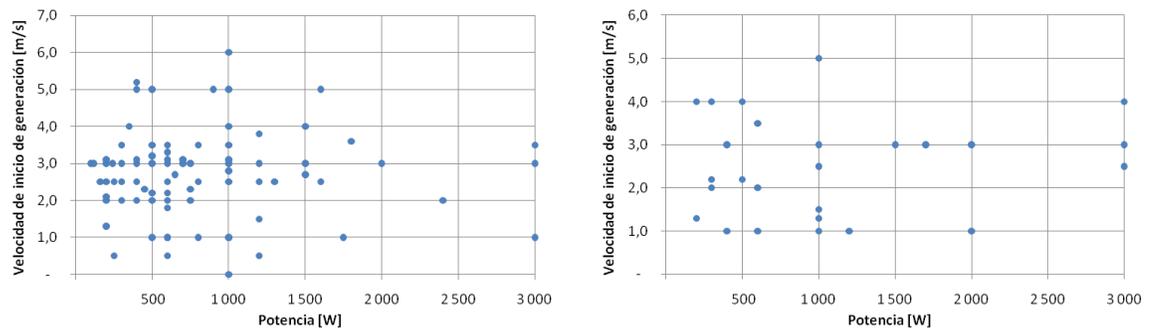
Tabla G.1. Aerogeneradores disponibles en el mercado con potencia menor a 2[kW]. (Continuación)

Turbina	Fabricante	Tipo	Pot.[W]	Turbina	Fabricante	Tipo	Pot.[W]
600W vawt	Qingdao Zeyu	VAWT	600	Easy Vertical	Ropatec AG	VAWT	1000
FD2.8-600W	Qingdao Zeyu	HAWT	600	P-1000-G	Shanghai Aeolus	VAWT	1000
Maglev CXF-600	Shenzhen TIMAR	VAWT	600	P-1000 (off grid)	Shanghai Aeolus	VAWT	1000
TR2.8-600W	Tairui Windpower	HAWT	600	Maglev CXF-1000	Shenzhen TIMAR	VAWT	1000
Nova 600W	YUEQING NOVA	HAWT	600	Terome X-treme	STYL INTERNATIONAL	HAWT	1000
Generator-600	ZKenergy	HAWT	600	ECO-1000W	SUN ECO Solar	HAWT	1000
UE6	Unitron Energy	HAWT	650	TR3.2-1000W	Tairui Windpower	HAWT	1000
650W WindMax	WindMax Green Energy	HAWT	650	UGE-1K	Urban Green Energy	VAWT	1000
Aerocraft 752	Aerocraft	HAWT	750	AR-1000W	Vaunth Ener Tek	HAWT	1000
ARI-750	ARI Renewable Energy	HAWT	750	Turbinator	Wind Machine Pty Ltd	VAWT	1000
MINI-750	First Renewable Energy	HAWT	750	Wind Smile 1kW	Wind Smile	VAWT	1000
SP750	Jetstream	HAWT	750	Wind turbine 1kw	Wind turbine	HAWT	1000
VK240	Sviab	HAWT	750	Whisper 200	Windenergy	HAWT	1000
Flamingo AERO-3.1	"GRESA-GROUP"	HAWT	800	Windflower 1kW	Windmission	HAWT	1000
mt-15120	Atlantic Power Master	HAWT	800	Windpod	Windpods	HAWT	1000
CB-3,1/200	AVANTE	HAWT	800	WS-1000	Windsave	HAWT	1000
ZPFD-800	Bao Tou	HAWT	800	Windterra eco1200	Windterra	HAWT	1000
SolAir I 800	DyoCore	HAWT	800	Airdolphin	Zephyr	HAWT	1000
Fortis Espada	Fortis Windenergy	HAWT	800	LT3.0-1000W	ZHEJIANG LITEN	HAWT	1000
e220	Kestrel Wind Turbines	HAWT	800	FD2.7-1.0/12	ZKenergy	HAWT	1000
Falcon800_HAWT	Missouri Wind and Solar	HAWT	800	Long-Bow 1kW	Zytech Aerodyne	HAWT	1000
Missouri Rebel	Missouri Wind and Solar	HAWT	800	MW 1100	Mag Wind	VAWT	1100
TAOS800	TAOS Wind Energy	HAWT	800	SM COLE	Slobodan Markičević	HAWT	1100
Wren Mistral	Samrey Generators	HAWT	850	AF-1200D	Aerofortis	HAWT	1200
CS09TDR	Craftskills	HAWT	900	mt-2110	Atlantic Power Master	HAWT	1200
T.A. 2.4 900	Travere Industries S.A.S.	HAWT	900	BOWIND-1200	BOLTUN CORP.	HAWT	1200
Whisper 100	Windenergy	HAWT	900	CS12TDR	Craftskills	HAWT	1200
Lakota 900W	Zytech Aerodyne Co.,Ltd	HAWT	900	Windspire	Mariah Power	VAWT	1200
Aeolos-V 1000w	Aeolos Wind Turbine LLC	VAWT	1000	Falcon1200_VAWT	Missouri Wind and Solar	VAWT	1200
Aeolos-H 1kW	Aeolos Wind Turbine LLC	HAWT	1000	Cyclon 1,2 kW	Point.of.com GmbH	HAWT	1200
Aerocraft 1002	Aerocraft	HAWT	1000	T.A. 3.2 1200	Travere Industries	HAWT	1200
610V Aeroturbine	Aerotecture International	VAWT	1000	1200W WindMax	WindMax Green Energy	HAWT	1200
520H Aeroturbine	Aerotecture International	HAWT	1000	Statoeolien GSE 4	Gual Industrie	VAWT	1300
WM-1000	Aquitaine	HAWT	1000	Raum Energy 1.3	Raum Energy	HAWT	1300
AVX 1000	Architectural Wind	HAWT	1000	Fortis Passaat	Fortis Windenergy	HAWT	1400
ZPFD - 1K	Bao Tou	HAWT	1000	AJT-15	Aerojoule	HAWT	1500
1KW	Bao Tou	HAWT	1000	ML 1500 "Shark"	Moratec	HAWT	1500
BWC XL.1	Bergey Windpower Co.	HAWT	1000	Black 1500	preVent GmbH	HAWT	1500
1000W	Cyclone Wind Generators	HAWT	1000	Swift	Renewable Devices	HAWT	1500
WindGen1000	DRAGOTHERM GmbH	VAWT	1000	Skyturbine 2.6	Solgen Power	HAWT	1500
EC1000W	EC Industry Group	HAWT	1000	TAOS1500	TAOS Wind Energy	HAWT	1500
1000 turbochauff'	Eol'ution	HAWT	1000	T.A. 3.6 1500	Travere Industries	HAWT	1500
Eol'1000	Eol'ution	HAWT	1000	UE15	Unitron Energy	HAWT	1500
Windworker-1.000H	First Renewable Energy	HAWT	1000	Windkraft 1.5	Windkraft	HAWT	1500
FL1KW	FlexiEnergy	HAWT	1000	Flamingo Aero-4.4	"GRESA-GROUP"	HAWT	1600
FSW Gyro 1kW	Four Seasons	VAWT	1000	T.A. 3.6 1600	Travere Industries	HAWT	1600
FE 1024	Future Energy	HAWT	1000	Urban Windmill	Donqi	HAWT	1700
GWES-1000	GWES	HAWT	1000	UrWind O2	UrWind	VAWT	1700
D361	Helix Wind	VAWT	1000	CS18TDR	Craftskills	HAWT	1800
HPM2 - 1 kW	HPM America, LLC.	HAWT	1000	DalWind 1.8	DalWind Energy Group	VAWT	1800
HM2.8-1000	Huamin Windpower Inc.	HAWT	1000	Skystream 3.7	Southwest Windpower	HAWT	1800
Hurricane 1000	Hurricane	HAWT	1000	TWFi-280	The Windfactory	HAWT	1800
Hornet 1000	Hydrogenappliances	HAWT	1000	WS-0.3	Windside	VAWT	1800
IVS 1000	Invap	HAWT	1000	Talon2	A&C Green Energy	HAWT	2000
Wind Arrow 1000	IT ENERGY	HAWT	1000	Aeolos-H 2kW	Aeolos Wind Turbine	HAWT	2000
JPS-1000	JETPRO TECHNOLOGY	HAWT	1000	WM-2000	Aquitaine	HAWT	2000
SP1000	Jetstream	HAWT	1000	windhog 2000	BE A Windhog	HAWT	2000
e300	Kestrel Wind Turbines	HAWT	1000	2000W-Cyclone	Cyclone Wind	HAWT	2000
MARC-Twister-1000-T	MARC Power GmbH	VAWT	1000	ML 1500 "Shark"	Moratec	HAWT	1500
Nanjing-1000	Nanjing Supermann	HAWT	1000	Black 1500	preVent GmbH	HAWT	1500
Cyclon 1,0 kW	Point.of.com GmbH	HAWT	1000	Swift	Renewable Devices	HAWT	1500
leangreenwindmachine	prairiewindturbines.com	HAWT	1000	Skyturbine 2.6	Solgen Power	HAWT	1500
Presto Wind 1000-M	Presto Wind(TM)	HAWT	1000	TAOS1500	TAOS Wind Energy	HAWT	1500
FD4.0-1000W	Prostar Intern. Electric	HAWT	1000	T.A. 3.6 1500	Travere Industries	HAWT	1500
1 kW VAWT	Qingdao	VAWT	1000	UE15	Unitron Energy	HAWT	1500
LT2.4-1KW	Qingdao	HAWT	1000	EAGLE	Eagle Windpower OY	HAWT	2000
VAWT-ARE1KW	QINGDAO ARENA	VAWT	1000	EC2000W	EC Industry Group	HAWT	2000
FD3.2-1KW	Qingdao Zeyu	HAWT	1000	Eol'2000	Eol'ution	HAWT	2000

Tabla G.1. Aerogeneradores disponibles en el mercado con potencia menor a 2[kW]. (Continuación)

Turbina	Fabricante	Tipo	Pot.[W]
Windworker-2.000H	First Renewable Energy	HAWT	2000
FL2KW	FlexiEnergy	HAWT	2000
Gusto 2.0 kW	Gusto Energy	HAWT	2000
Keith_2K	Hetronix	HAWT	2000
Keith_2K	Hetronix	HAWT	2000
Keith_2K Hybrid	Hetronix	HAWT	2000
HM3.2-2000	Huamin Windpower Inc.	HAWT	2000
Wind Arrow 2500	IT ENERGY	HAWT	2000
u2850	Loopwing Co.	HAWT	2000
Nanjing-2000	Nanjing Supermann Ind.	HAWT	2000
Delta I	Pac Wind Inc.	VAWT	2000
MyPower 20	PEM-Energy	HAWT	2000
Cyclon 2,0 kW	Point.of.com GmbH	HAWT	2000

Turbina	Fabricante	Tipo	Pot. [W]
Thinair 102	Powerhouse Wind	HAWT	2000
FD4.0-2000W	Prostar Intern.l Electric	HAWT	2000
LT3.8-2KW	Qingdao	HAWT	2000
VAWT-ARE2KW	QINGDAO ARENA	VAWT	2000
FD4.0-2KW	Qingdao Zeyu	HAWT	2000
2 kW	Redriven Power Inc.	HAWT	2000
SuperTwin	Selsam / USWINDLABS	HAWT	2000
ECO-2000W	SUN ECO Solar	HAWT	2000
TR4.0-2000W	Tairui Windpower Co.,Ltd.	HAWT	2000
TGT-2	TAOS Wind Energy	HAWT	2000
ComSpin C 2000	TechnoSpin Inc.	HAWT	2000
PowerSpin TSW2000	TechnoSpin Inc.	HAWT	2000
2000W WindMax	WindMax Green Energy	HAWT	2000



a. Aerogeneradores tipo HAWT. b. Aerogeneradores tipo VAWT.  
Figura G.2. Comportamiento de la velocidad de arranque en función de la potencia del aerogenerador.

Tabla G.2. Participación de las turbinas según su tipo de eje y velocidad de arranque.

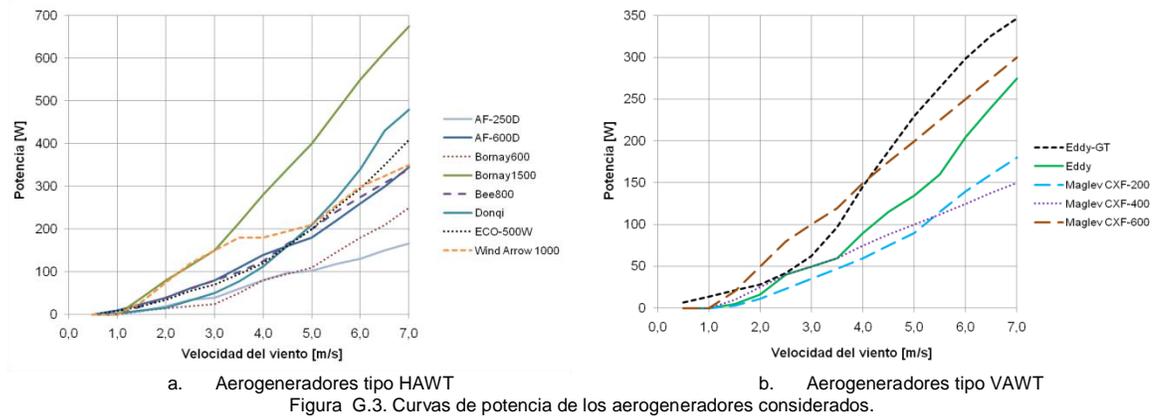
TIPO	V<1,5[m/s]	V≥1,5[m/s]	TOTAL
Eje horizontal (HAWT)	8	237	245
Eje vertical (VAWT)	5	53	58
TOTAL	13	290	303

## SELECCIÓN TÉCNICA

El nivel de ruido generado por el dispositivo en condiciones nominales es el segundo criterio de elegibilidad. Este valor como máximo debe ser de 40 [dB] debido al requerimiento del estándar LEED de certificación de edificaciones verdes que la E3T desea implementar.

Se encontró que la totalidad de los aerogeneradores considerados cumplen con este criterio porque fueron diseñados para entornos urbanos.

La última etapa del proceso de selección se basa en una evaluación paramétrica de dos factores, costo del aerogenerador [USD/W] y costo de la unidad generada durante la vida útil del dispositivo [USD/kWh]. Para ello, se debió indagar sobre el precio de mercado y la curva de potencia característica. Éstas últimas se presentan en la Figura G.3.



Los parámetros más relevantes de cada aerogenerador se presentan en la Tabla G.3 como: costo [USD/W], relación entre la energía anual generada y la potencia nominal del aerogenerador [kWh/W] y el costo de la unidad generada durante la vida útil del dispositivo [USD/kWh]. La generación anual estimada [kWh] que lograría cada dispositivo se estableció la con base en la distribución de viento característica del lugar y la curva de potencia.

Tabla G.3. Caracterización tecnológica de los aerogeneradores considerados.

N°	Turbina	Modelo	Marca	Tipo	Potencia	Vel. mínima [m/s]	Costo [USD]
		Salida	Ruido [dB]	Costo [USD/W]	Pcc anual [kWh]	[kWh <sub>anual</sub> /W]	[USD/kWh <sub>20años</sub> ]
1		AF-250D	Aerofortis	HAWT	250 [W]	0,5 [m/s]	1 500 [USD]
		24Vdc-off grid charger MPPT	32dB a 10m	6,00 [USD/W]	110,3 [kWh]	0,44 [kWh <sub>anual</sub> /W]	0,68 [USD/kWh <sub>20años</sub> ]
2		AF-600D	Aerofortis	HAWT	600 [W]	0,7 [m/s]	4 400 [USD]
		24Vdc-off grid charger MPPT	35dB a 10m	7,33 [USD/W]	241,3 [kWh]	0,40 [kWh <sub>anual</sub> /W]	0,91 [USD/kWh <sub>20años</sub> ]
3		Bornay600	Bornay	HAWT	600 [W]	1 [m/s]	4 600 [USD]
		12,24,48Vdc con regulador	<40dB	7,67 [USD/W]	86,3 [kWh]	0,14 [kWh <sub>anual</sub> /W]	2,66 [USD/kWh <sub>20años</sub> ]
4		Bornay1500	Bornay	HAWT	1500 [W]	1 [m/s]	6 000 [USD]

		12,24,48Vdc con regulador	<40dB	4,00 [USD/W]	415,9 [kWh]	0,28 [kWh <sub>anual</sub> /W]	0,72 [USD/kWh <sub>20años</sub> ]
5		Bee800	Bornay	HAWT	800 [W]	1 [m/s]	4 800 [USD]
		12,24,48Vdc con regulador	<40dB	4,00 [USD/W]	415,9 [kWh]	0,28 [kWh <sub>anual</sub> /W]	0,72 [USD/kWh <sub>20años</sub> ]
6		Donqi	OWN Urban Windmill	HAWT	1700 [W]	1 [m/s]	8 900 [USD]
		400Vdc + inverter on-grid 220AC	<40dB	5,24 [USD/W]	138,5 [kWh]	0,08 [kWh <sub>anual</sub> /W]	3,21 [USD/kWh <sub>20años</sub> ]
7		ECO-500W	SUN ECO Solar & Wind Power	HAWT	500 [W]	1 [m/s]	3 300 [USD]
		24Vdc y 220Vac	<40dB	6,60 [USD/W]	210,1 [kWh]	0,42 [kWh <sub>anual</sub> /W]	0,79 [USD/kWh <sub>20años</sub> ]
8		Wind Arrow 1000	TRUE-NORTH Power NG Inc	HAWT	1000 [W]	0,1 [m/s]	3 100 [USD]
		24-48Vdc Controller	25dB	3,10 [USD/W]	231,8 [kWh]	0,23 [kWh <sub>anual</sub> /W]	0,67 [USD/kWh <sub>20años</sub> ]
9		Eddy-GT	Urban Green Energy	VAWT	1000 [W]	1 [m/s]	9 030 [USD]
		Grid tied - 600Vdc+inverter Off-Grid-24Vdc-Controllers	<38dB	9,03 [USD/W]	109,4 [kWh]	0,11 [kWh <sub>anual</sub> /W]	4,13 [USD/kWh <sub>20años</sub> ]
10		Eddy	Urban Green Energy	VAWT	600 [W]	1 [m/s]	5 220 [USD]
		Grid tied - 600Vdc+inverter Off-Grid-24Vdc-Controllers	<38dB	8,70 [USD/W]	76,8 [kWh]	0,13 [kWh <sub>anual</sub> /W]	3,40 [USD/kWh <sub>20años</sub> ]
11		Maglev CXF-200	Shenzhen TIMAR	VAWT	200 [W]	1 [m/s]	850 [USD]
		12Vdc+Controller	<40dB	4,25 [USD/W]	122,3 [kWh]	0,61 [kWh <sub>anual</sub> /W]	0,35 [USD/kWh <sub>20años</sub> ]
12		Maglev CXF-400	Shenzhen TIMAR	VAWT	400 [W]	1 [m/s]	1 550 [USD]
		12Vdc+Controller	<40dB	3,88 [USD/W]	244,6 [kWh]	0,61 [kWh <sub>anual</sub> /W]	0,32 [USD/kWh <sub>20años</sub> ]

13		Maglev CFX-600	Shenzhen TIMAR	VAWT	600 [W]	1 [m/s]	2 000 [USD]
		12-24Vdc+Controller	<40dB	3,33 [USD/W]	356,4 [kWh]	0,59 [kWh <sub>anual</sub> /W]	0,28 [USD/kWh <sub>20años</sub> ]

La Tabla G.2 presenta la evaluación paramétrica de los aerogeneradores. Los criterios definidos tienen igual peso. Teniendo en cuenta el interés por parte de la E3T en realizar apropiación de tecnología, se consideró pertinente realizar la selección de un modelo de cada tipo de turbina.

Tabla G.4. Evaluación de los aerogeneradores seleccionados.

Modelo / Fabricante	Tipo	Potencia [W]	CRIT. 1	CRIT. 2	Normalización		Ponderación		TOTAL	Jerar-quía	
			USD/W	[USD/kWh]	CRIT. 1	CRIT. 2	CRIT. 1 (50%)	CRIT. 2 (50%)			
AF-250D Aerofortis	H A W T	250	6,00	0,68	0,52	0,41	0,258	0,206	0,465	3	
AF-600D Aerofortis		600	7,33	0,91	0,42	0,31	0,211	0,154	0,365	6	
Bornay600 Bornay		600	7,67	2,66	0,40	0,11	0,202	0,053	0,255	8	
Bornay1500 Bornay		1500	4,00	0,72	0,78	0,39	0,388	0,194	0,582	2	
Bee800 Bornay		800	6,00	1,15	0,52	0,24	0,258	0,122	0,380	5	
Donqi OWN Urban Windmill		1700	5,24	3,21	0,59	0,09	0,296	0,044	0,340	7	
ECO-500W SUN ECO Solar & Wind Power		500	6,60	0,79	0,47	0,36	0,235	0,179	0,413	4	
Wind Arrow 1000 TRUE-NORTH Power NG Inc		1000	3,10	0,67	1,00	0,42	0,500	0,210	0,710	1	
EddyGT Urban Green Energy		V A W T	1000	9,03	4,13	0,34	0,07	0,172	0,034	0,206	5
Eddy Urban Green Energy			600	8,70	3,40	0,36	0,08	0,178	0,041	0,219	4
Maglev CFX-200 Shenzhen TIMAR	200		4,25	0,35	0,73	0,81	0,365	0,404	0,768	3	
Maglev CFX-200 Shenzhen TIMAR	400		3,88	0,32	0,80	0,89	0,400	0,443	0,843	2	
Maglev CFX-200 Shenzhen TIMAR	600		3,33	0,28	0,93	1,00	0,465	0,500	0,965	1	

Los aerogeneradores seleccionados son el Wind Arrow de 1[kW] de eje horizontal y el Maglev CFX-600 de 600[W], cuyo costo comercial conjunto asciende a USD 5 100. Teniendo en cuenta el costo de la divisa en \$2 000/USD y un factor de incremento de 2,0 por impuestos, importación y ganancia del proveedor, el costo para la E3T será de aproximadamente \$ 20 000 000.

## ANEXO H. MODELADO DEL PANEL SOLAR

---

Con el fin de realizar de forma correcta el dimensionamiento de las instalaciones eléctricas y el análisis energético del sistema de generación con paneles fotovoltaicos, se precisa establecer el comportamiento de las variables tensión, corriente y potencia del generador. Esto puede ser realizado a partir de análisis estático (dependencia lineal de la radiación solar) o dinámico (dependencia de la radiación solar y la temperatura ambiente).

Independiente del tipo de análisis a seleccionar, la periodicidad del estudio dependerá de la naturaleza de los datos de radiación solar existentes, la cual puede ser horaria, diaria, mensual o anual.

Debido a que dispositivos con tecnología MPPT gestionan la mayoría de los sistemas fotovoltaicos, solo se precisa como indispensable establecer el valor de las variables en el punto de máxima potencia.

### MODELADO ESTÁTICO DEL PANEL

Corresponde al modelado más elemental que puede realizarse sobre el panel solar. Consiste en expresar la corriente y la potencia generada como una proporción de la radiación solar incidente sobre el panel solar. Se basa en la metodología mayormente utilizada para el dimensionamiento de este tipo de sistemas, como la mostrada en [1]. A continuación se presenta el planteamiento matemático asociado.

#### Energía generada

$$Eg = \eta_{PANEL} \cdot G \quad [Wh] \quad (H.1)$$

#### Tensión de máxima potencia generada

$$Vmp(G) = Vmpp_{SCT} \quad [V] \quad (H.2)$$

Corriente de máxima potencia generada

$$Imp(G) = 0,001 \cdot Imp_{SCT} \cdot G \quad [A] \quad (H.3)$$

$\eta_{PANEL}$	Eficiencia energética en SCT [%]	$V_{mpp_{SCT}}$	Tensión de máxima potencia en $STC^{29}$ [V]
$G$	Radiación solar [ $Wh/m^2$ ]	$Imp_{SCT}$	Corriente de máxima potencia en SCT [A]

**MODELADO DINÁMICO DEL PANEL**

Existen varios modelos que expresa cómo el comportamiento físico del panel solar depende de la radiación solar y de la temperatura ambiente; los más detallados asocian ciertas variables que solo pueden ser cuantificadas en cada panel a partir de pruebas de laboratorio, un ejemplo de tal modelado es el presentado en [2].

En los casos donde no se cuente con la infraestructura para determinar la totalidad de los parámetros y solo se precise de la información ofrecida en las hojas de especificaciones técnicas, es necesario trabajar con un modelo simplificado dependientes de solo estos parámetros, como por ejemplo el modelo presentado en [3], [4] y [5].

A continuación se muestra el planteamiento del modelado matemático basado en las especificaciones técnicas comerciales.

Nomenclatura.

Parámetros del modelo		
$k$	Constante de Boltzman	$1,381 \times 10^{-23}$ [J/K]
$T_r$	Temperatura de referencia	25 [°C]
$q$	Carga eléctrica del electrón	$1,602 \times 10^{-19}$ [C]

Parámetros característicos del panel solar SCHOTT POLY 225		
$\partial I_{SCR} / \partial T$	Coefficiente térmico de corriente de corto circuito	2,47 [mA/°C]
$\partial V_{OCR} / \partial T$	Coefficiente térmico de tensión de circuito abierto	-123 [mV/°C]
$V_{mpr}$	Tensión de máxima potencia en SCT	29,8 [V]
$I_{mpr}$	Corriente de máxima potencia en SCT	7,55 [A]
$V_{ocr}$	Tensión de circuito abierto en SCT	36,7 [V]
$I_{scr}$	Corriente de cortocircuito en SCT	8,24 [A]
$N_s$	Número de celdas del panel solar	60
$I_{mp800}$	Corriente de máxima potencia en NOCT	5,985 [A]
$NOCT$	Temperatura NOCT	47,2 [°C]
$\alpha_{sc}$	Coefficiente térmico porcentual de corriente de corto circuito $(\partial I_{SCR} / \partial T) / I_{SCR}$	[1/A]
$\beta_{oc}$	Coefficiente térmico porcentual de tensión de circuito abierto $(\partial V_{OCR} / \partial T) / V_{OCR}$	[1/V]

<sup>29</sup> STC: Standard Test Conditions

Potencial térmico

$$V_T = \frac{n \cdot k \cdot (T_r + 273)}{q} \quad (H.4)$$

Tensión de circuito abierto normalizada

$$v_{OC} = \frac{V_{OCr}}{V_T \cdot N_S} \quad (H.5)$$

Factor de forma

$$FF_0 = \frac{v_{OC} - \ln(v_{OC} + 0,72)}{1 + v_{OC}} \quad (H.6)$$

Potencia máxima nominal

$$P_{maxr} = V_{mpr} \cdot I_{mpr} \quad (H.7)$$

Resistencia serie

$$R_S = \frac{V_{OCr}}{I_{SCr}} - \frac{P_{maxr}}{FF_0 \cdot I_{SCr}^2} \quad (H.8)$$

Coeficiente térmico de corriente de máxima potencia

$$\alpha_{mp} = \left( \frac{I_{mp800}}{0,8 \cdot I_{mpr}} - 1 \right) \left( \frac{1}{NOCT - T_r} \right) \quad (H.9)$$

Temperatura de operación de las celdas fotovoltaicas

$$T_{cell} = T_a + \frac{NOCT - 20}{800} G \quad (H.10)$$

Corriente de cortocircuito en función de la radiación solar y la temperatura de operación

$$I_{SC} = I_{SCr} \frac{G}{1000} (1 + \alpha_{SC} \cdot (T_{cell} - T_r)) \quad (H.11)$$

Corriente de máxima potencia en función de la radiación solar y la temperatura de operación

$$I_m = I_{mpr} \frac{G}{1000} (1 + \alpha_{mp} \cdot (T_{cell} - T_r)) \quad (H.12)$$

Tensión de circuito abierto en función de la radiación solar y la temperatura de operación

$$V_{OC} = V_{OCr} \cdot (1 + \beta_{OC} \cdot (T_{cell} - T_r)) + V_T \cdot \ln \frac{I_{SC}}{I_{SCR}} \quad (H.13)$$

Tensión de máxima potencia en función de la radiación solar y la temperatura de operación

$$V_m = V_T \cdot \ln \left( 1 + \frac{I_{SC} - I_m}{I_{SC}} \left( e^{\frac{V_{OC}}{V_T}} - 1 \right) \right) - I_m \cdot R_S \quad (H.14)$$

Tensión del panel solar en función de la radiación solar y la temperatura de operación

$$V = V_T \cdot \ln \left( 1 + \frac{I_{SC} - I}{I_{SC}} \left( e^{\frac{V_{OC}}{V_T}} - 1 \right) \right) - I \cdot R_S \quad (H.15)$$

El valor de n oscila entre 1,0 y 2,0; aunque mayormente entre 1,6 y 2,0. Cada modelo de panel solar tiene un valor específico y se determina a partir de un proceso iterativo de prueba y error, que consiste en calcular el valor de Vm y lograr que éste sea igual al valor nominal de la tensión de máxima potencia en STC.

$$\left( V_{mpr} = V_m \Big|_{\substack{T_{cell} = 25^\circ C \\ G = 1000 \text{ W/m}^2}} \right) \quad (H.16)$$

En la Tabla H.1 se presentan los parámetros de los paneles solares fotovoltaicos seleccionados.

Tabla H.1. Valores característicos de los paneles solares seleccionados

PARÁMETROS		SCHOTT	KYOCERA	REC	SHARP	SOLARWORLD	SUNTECH
		POLY 225[6]	KD225GX[7]	AE225-US[8]	ND-224U1C[9]	SW 225[10]	STP225-20[11]
$P_{maxr}$	Potencia máxima en condiciones SCT	225 [W]	225 [W]	225 [W]	224 [W]	225 [W]	225 [W]
$V_{mpr}$	Tensión de máxima potencia en condiciones SCT	29,8 [V]	29,8 [V]	29,1 [V]	29,3 [V]	29,7 [V]	29,6 [V]
$I_{mpr}$	Corriente de máxima potencia en condiciones SCT	7,55 [A]	7,55 [A]	7,7 [A]	7,66 [A]	7,59 [A]	7,61 [A]
$V_{OCr}$	Tensión de circuito abierto en condiciones SCT	36,7 [V]	36,9 [V]	36,8 [V]	36,6 [V]	37,3 [V]	36,7 [V]
$I_{SCR}$	Corriente de cortocircuito en condiciones SCT	8,24 [A]	8,18 [A]	8,2 [A]	8,33 [A]	8,13 [A]	8,15 [A]
$N_S$	Número de celdas del panel solar	60	60	60	60	60	60
$I_{mp800}$	Corriente de máxima potencia en condiciones NOCT	5,985 [A]	6,04 [A]	- [A]	- [A]	6,07 [A]	6,12 [A]
NOCT	Temperatura NOCT	47,2 [°C]	47,9 [°C]	47,5 [°C]	47,5 [°C]	47 [°C]	45 [°C]

$\partial I_{sc} / \partial T$	Coefficiente térmico de corriente de corto circuito	2,47 [mA/°C]	4,91 [mA/°C]	NA	NA	NA	NA
$\partial V_{oc} / \partial T$	Coefficiente térmico de tensión de circuito abierto	-123 [mV/°C]	-133 [mV/°C]	NA	NA	NA	NA
$\alpha_{sc}$	Coefficiente térmico porcentual de corriente de corto circuito	0,002998 [1/A]	0,00060 [1/A]	0,00074 [1/A]	0,00053 [1/A]	0,00042 [1/A]	0,00045 [1/A]
$\beta_{oc}$	Coefficiente térmico porcentual de tensión de circuito abierto	-0,00335 [1/V]	-0,00360 [1/V]	-0,0034 [1/V]	-0,0036 [1/V]	-0,0033 [1/V]	-0,0034 [1/V]

La Figura H.1 presenta las curvas características del panel SCHOTT POLY 225 obtenidas a partir del modelo dinámico antes presentado. La Tabla H.2 muestra sus valores característicos para diferentes niveles de radiación solar. Al ser comparados con las especificaciones técnicas, se aprecia que el modelo es confiable.

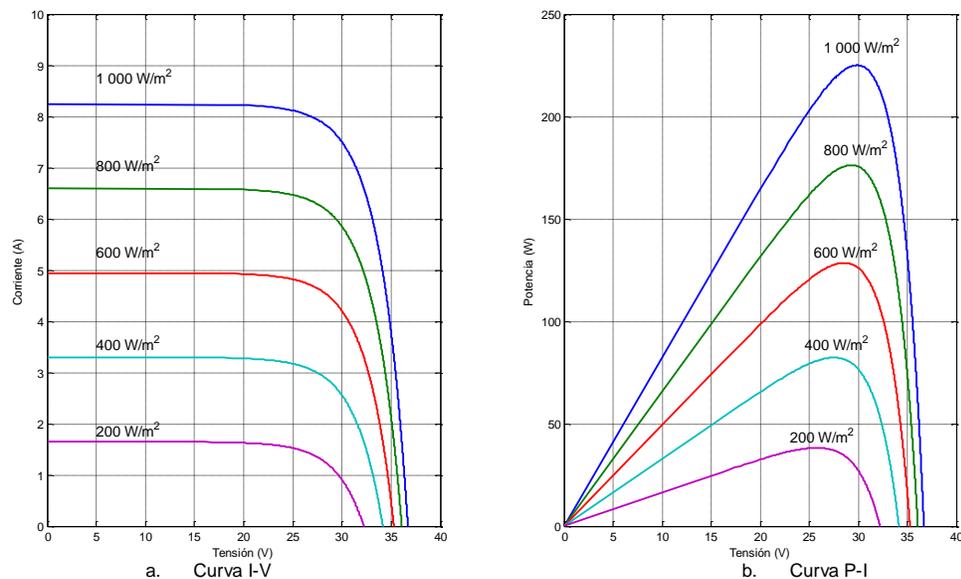


Figura H.1. Curvas características del panel solar SCHOTT POLY 225 en condiciones SCT.

Tabla H.2. Valores característicos del panel solar SCHOTT POLY 225 en condiciones SCT.

G [W/m <sup>2</sup> ]	Voc [V]	Isc [A]	Vmp [V]	Imp [A]	Pmpp [W]	Tcell [°C]	η [%]
1 000	36,70	8,24	29,80	7,55	225,01	25,0	13,45
800	36,08	6,59	29,18	6,04	176,22	25,0	13,17
600	35,27	4,94	28,37	4,53	128,51	25,0	12,80
400	34,14	3,30	27,23	3,02	82,25	25,0	12,29
200	32,21	1,65	25,30	1,51	38,20	25,0	11,42

Las tablas H.3, H.4, H.5 y H.6 presentan los valores característicos de los paneles solares fotovoltaicos restantes.

Tabla H.3. Valores característicos del panel solar KYOCERA KD225GX en condiciones SCT.

G [W/m <sup>2</sup> ]	Voc [V]	Isc [A]	Vmp [V]	Imp [A]	Pmpp [W]	Tcell [°C]	η [%]
1 000	36,90	8,18	29,80	7,55	225,0	25,0	15,0
800	36,27	6,54	29,14	6,04	176,0	25,0	14,7
600	35,46	4,91	28,31	4,53	128,2	25,0	14,3
400	34,32	3,27	27,14	3,02	82,0	25,0	13,7
200	32,36	1,64	25,16	1,51	38,0	25,0	12,7

Tabla H.4. Valores característicos del panel solar REC AE225-US en condiciones SCT.

G [W/m <sup>2</sup> ]	Voc [V]	Isc [A]	Vmp [V]	Imp [A]	Pmpp [W]	Tcell [°C]	η [%]
1 000	36,80	8,20	29,10	7,70	225,0	25,0	13,6
800	36,25	6,56	28,77	6,16	176,6	25,0	13,4
600	35,54	4,92	28,13	4,62	130,0	25,0	13,1
400	3454	3,28	27,30	3,08	84,1	25,0	12,8
200	3283	1,64	25,76	1,54	39,7	25,0	12,1

Tabla H.5. Valores característicos del panel solar SOLARWORLD SW 225en condiciones SCT.

G [W/m <sup>2</sup> ]	Voc [V]	Isc [A]	Vmp [V]	Imp [A]	Pmpp [W]	Tcell [°C]	η [%]
1 000	37,30	8,13	29,66	7,59	225,0	25,0	13,4
800	36,61	6,50	28,75	6,07	174,6	25,0	13,0
600	35,73	4,88	27,74	4,55	126,3	25,0	12,5
400	34,48	3,24	26,37	3,04	80,0	25,0	11,9
200	32,34	1,63	24,11	1,52	36,6	25,0	10,9

Tabla H.6. Valores característicos del panel solar SUNTECH STP225-20 en condiciones SCT.

G [W/m <sup>2</sup> ]	Voc [V]	Isc [A]	Vmp [V]	Imp [A]	Pmpp [W]	Tcell [°C]	η [%]
1 000	36,70	8,15	29,55	7,61	225,0	25,0	13,6
800	36,05	6,52	28,74	6,09	175,0	25,0	13,3
600	35,20	4,89	27,73	4,57	126,6	25,0	12,8
400	34,02	3,26	26,39	3,04	80,3	25,0	12,2
200	31,99	1,63	24,20	1,52	36,8	25,0	11,2

## EFFECTO DE LA TEMPERATURA EN LA OPERACIÓN DE UN PANEL SOLAR FOTOVOLTAICO.

Los valores nominales de los paneles fotovoltaicos presentados en las hojas de especificaciones técnicas indican su comportamiento bajo condiciones específicas, denominadas STC<sup>30</sup>.

Debido a que los paneles están conformados por material semiconductor, una variación en la temperatura de operación implica un cambio en las variables eléctricas del dispositivo, y al encontrarse ésta por encima de la temperatura ambiente de forma significativa, se aprecia que su valor en una zona tropical dista de forma considerable de lo establecido bajo STC. Por ello, los valores nominales no deben ser tenidos en cuenta para proyectar la generación de un sistema fotovoltaico, sobre todo si el lugar de instalación se encuentra en un área cálida.

El aumento de temperatura trae como consecuencia la disminución de la generación eléctrica. Según la expresión (H.10), si la temperatura ambiente es de 25 [°C] y la radiación solar alcanza los 1 000 [Wh/m<sup>2</sup>], la temperatura de operación será de 59,9 [°C] y la generación máxima decaerá entre 10% y 15%.

<sup>30</sup> Standard Test Conditions: Están conformadas por la temperatura de operación, la radiación solar y la masa del aire, sus valores son 25[°C], 1 000[W/m<sup>2</sup>] y 1,5[AM], respectivamente.

Con el fin de apreciar el efecto de la temperatura de una ciudad como Bucaramanga en el comportamiento de las variables eléctricas principales de un panel solar, se ha tomado para este fin el panel modelo SCHOTT POLY 225. Los resultados obtenidos se aprecian en la Tabla H.7 y las figuras H.2 y H.3.

Tabla H.7. Valores característicos del panel solar SCHOTT POLY 225 en condiciones atmosféricas típicas de Bucaramanga.

G [W/m <sup>2</sup> ]	Voc [V]	Isc [A]	Vmp [V]	Imp [A]	Pmpp [W]	Ta [°C]	Tcell [°C]	η [%]	ηrelativa [%]
1 000	32,18	8,33	25,98	7,44	193,2	28,0	61,75	11,6	85,9
800	32,51	6,65	26,17	5,97	156,2	27,0	54,00	11,7	88,6
600	32,78	4,97	26,29	4,49	118,1	25,0	45,25	11,8	91,9
400	32,73	3,31	26,06	3,01	78,3	23,0	36,50	11,7	95,2
200	31,87	1,65	25,01	1,51	37,7	21,0	27,75	11,3	98,8

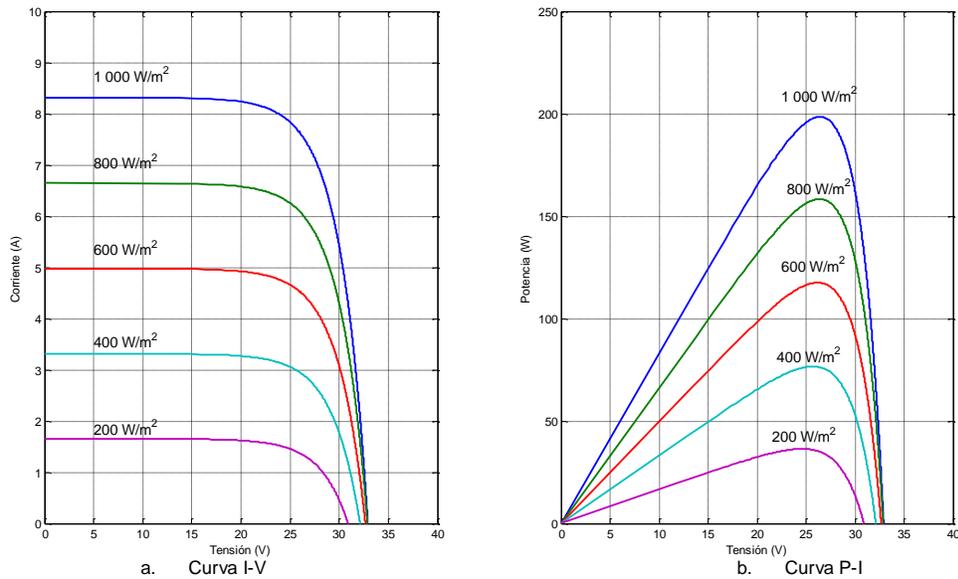


Figura H.2. Curvas características del panel solar SCHOTT POLY 225 en condiciones atmosféricas típicas de Bucaramanga.

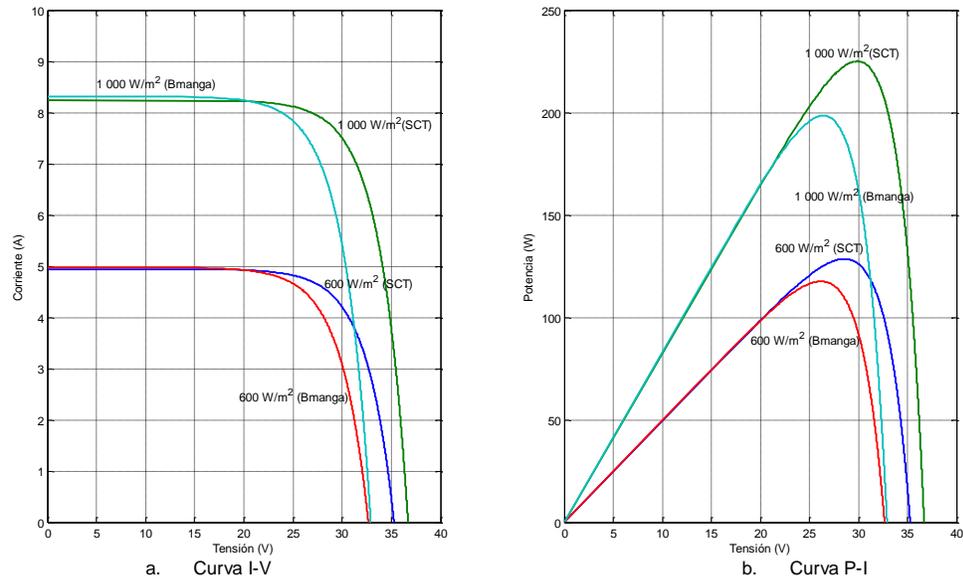


Figura H.3. Comparación de las curvas características del panel solar SCHOTT POLY 225 en condiciones SCT y condiciones atmosféricas típicas de Bucaramanga.

Tal como se mencionó y se evidencia al compararse las tablas H.1 y H.2, una mayor temperatura de operación ocasiona una mayor disminución de la potencia máxima generada.

La Figura H.3 por su parte evidencia como la mayor temperatura genera un mayor efecto sobre Voc que sobre Isc, esto permite comprender que la menor potencia generada se debe básicamente a la afectación de Vm.

Las tablas H.8, H.9, H.10 y H.11 presentan los valores característicos de los paneles solares fotovoltaicos restantes.

Tabla H.8. Valores característicos del panel solar KYOCERA KD225GX en condiciones atmosféricas típicas de Bucaramanga.

G [W/m <sup>2</sup> ]	Voc [V]	Isc [A]	Vmp [V]	Imp [A]	Pmpp [W]	Ta [°C]	Tcell [°C]	η [%]	ηrelativa [%]
1 000	31,93	8,37	25,49	7,55	192,5	28,0	61,75	12,9	85,5
800	32,34	6,66	25,76	6,04	155,6	27,0	54,00	13,0	88,4
600	32,71	4,97	25,95	4,53	117,5	25,0	45,25	13,1	91,7
400	32,75	3,30	25,80	3,02	77,9	23,0	36,50	13,0	95,1
200	31,97	1,64	24,82	1,51	37,5	21,0	27,75	12,5	98,7

Tabla H.9. Valores característicos del panel solar REC AE225-US en condiciones atmosféricas típicas de Bucaramanga.

G [W/m <sup>2</sup> ]	Voc [V]	Isc [A]	Vmp [V]	Imp [A]	Pmpp [W]	Ta [°C]	Tcell [°C]	η [%]	ηrelativa [%]
1 000	32,19	8,43	25,30	7,70	194,8	28,0	61,75	11,8	87,1
800	32,61	6,70	25,73	6,16	158,5	27,0	54,00	12,0	89,8
600	33,00	5,00	26,10	4,62	120,6	25,0	45,25	12,2	92,8
400	33,09	3,31	26,16	3,08	80,6	23,0	36,50	12,2	95,8
200	32,48	1,64	25,49	1,54	39,2	21,0	27,75	11,9	98,9

Tabla H.10. Valores característicos del panel solar SOLARWORLD SW 225 en condiciones atmosféricas típicas de Bucaramanga.

G [W/m <sup>2</sup> ]	Voc [V]	Isc [A]	Vmp [V]	Imp [A]	Pmpp [W]	Ta [°C]	Tcell [°C]	η [%]	ηrelativa [%]
1 000	33,83	8,26	25,70	7,59	195,0	28,0	61,75	11,62	86,90
800	33,26	6,58	25,72	6,07	156,1	27,0	54,00	11,63	89,40

600	33,26	4,92	25,63	4,55	116,7	25,0	45,25	11,59	92,37
400	33,07	3,27	25,17	3,04	76,4	23,0	36,50	11,39	95,46
200	32,00	1,63	23,82	1,52	36,2	21,0	27,75	10,77	98,82

Tabla H.11. Valores característicos del panel solar SUNTECH STP225-20 en condiciones atmosféricas típicas de Bucaramanga.

G [W/m <sup>2</sup> ]	Voc [V]	Isc [A]	Vmp [V]	Imp [A]	Pmpp [W]	Ta [°C]	Tcell [°C]	η [%]	ηrelativa [%]
1 000	32,47	8,28	25,58	7,68	196,4	28,0	61,75	11,9	87,3
800	32,71	6,60	25,61	6,13	157,0	27,0	54,00	11,9	89,7
600	32,89	4,93	25,56	4,59	117,3	25,0	45,25	11,9	92,6
400	32,72	3,28	25,17	3,05	76,8	23,0	36,50	11,7	95,7
200	31,71	1,63	23,94	1,52	36,5	21,0	27,75	11,1	99,0

A mayor radiación mayor la temperatura mayor será la disminución de la potencia generada en comparación a esta cantidad en STC.

## EFFECTO DE LA TEMPERATURA EN EL DIMENSIONAMIENTO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO.

La normatividad vigente que establece los lineamientos para el correcto diseño de una instalación fotovoltaico se encuentra en sección 690 de la NTC-2050. Allí se indica que el valor de referencia para el cálculo y dimensionamiento de protecciones y conductores es Isc en condiciones nominales. Teniendo en cuenta el efecto de la temperatura, se debe tomar el valor de Isc corregido por la temperatura ambiente para una radiación de 1 000 W/m<sup>2</sup>.

La Tabla H.12 presenta de forma resumida el contraste entre los valores característicos para las dos condiciones analizadas para los paneles seleccionados.

Tabla H.12. Valores característicos de los paneles seleccionados para una radiación solar de 1 000 W/m<sup>2</sup>.

MODELO	Condiciones SCT (G=1 000 W/m <sup>2</sup> , Tcell=25°C)						Condiciones Bucaramanga (G=1 000 W/m <sup>2</sup> , Tcell=56°C)					
	Voc [V]	Isc [A]	Vmp [V]	Imp [A]	Pmp [W]	η [%]	Voc [V]	Isc [A]	Vmp [V]	Imp [A]	Pmp [W]	η [%]
SCHOTT POLY 225	36,70	8,24	29,80	7,55	225,01	13,45	32,18	8,33	25,98	7,44	193,2	11,6
KYOCERA KD225GX	36,90	8,18	29,80	7,55	225,0	15,0	31,93	8,37	25,49	7,55	192,5	12,9
REC AE225-US	36,80	8,20	29,10	7,70	225,0	13,6	32,19	8,43	25,30	7,70	194,8	11,8
SOLARWORD SW 225	37,30	8,13	29,66	7,59	225,0	13,4	33,83	8,26	25,70	7,59	195,0	11,6
SUNTECH STP225-20	36,70	8,15	29,55	7,61	225,0	13,6	32,47	8,28	25,58	7,68	196,4	11,9

El efecto de la temperatura en las corrientes Isc y Imp es considerablemente menor que en las tensiones Voc y Vmp, que definen dos elementos fundamentales del sistema, el nivel de aislamiento de la parte generadora y el rango de tensión para la generación de máxima potencia.

La Tabla H.13 presenta los valores característicos para cada array considerando condiciones STC y las propias de Bucaramanga. De aquí se puede concluir que la conformación de arrays con una tensión Voc cercana a 600V bajo STC en realidad en operación decaerá lo suficiente como para que en una situación de elevada radiación solar no sobrepase los límites establecidos.

Tabla H.13. Valores característicos de los array para las dos condiciones de análisis.

MODELO	N° pan / array	STC (G=1 000 W/m <sup>2</sup> , Tcell=25°C)				Bucaramanga (G=1 000 W/m <sup>2</sup> , Tcell=56°C)			
		Voc [V]	Isc [A]	Vmp [V]	Imp [A]	Voc [V]	Isc [A]	Vmp [V]	Imp [A]
SCHOTT POLY 225	16	587,2	8,24	476,8	7,55	514,9	8,33	415,7	7,44
KYOCERA KD225GX	16	590,4	8,18	476,8	7,55	510,9	8,37	407,8	7,55
REC AE225-US	16	588,8	8,20	465,6	7,70	515,0	8,43	404,8	7,70
SOLARWORD SW 225	16	596,8	8,13	474,6	7,59	541,3	8,26	411,2	7,59
SUNTECH STP225-20	16	587,2	8,15	472,8	7,61	519,5	8,28	409,3	7,68

En cuanto al rango de la tensión de máxima potencia de generación, la Figura H.4 indica que éste estará entre 380V y 420V.

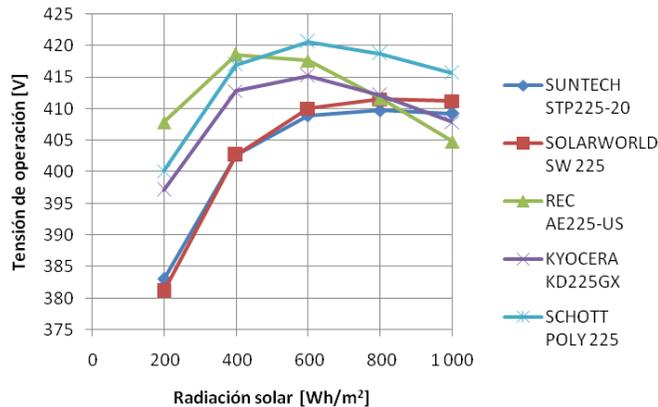


Figura H.4. Variación de la tensión de máxima potencia del array.

La afectación de la potencia generada por el panel en función de la radiación solar y de la temperatura ambiente típicas de Bucaramanga se presentan en las figuras H.5 y H.6.

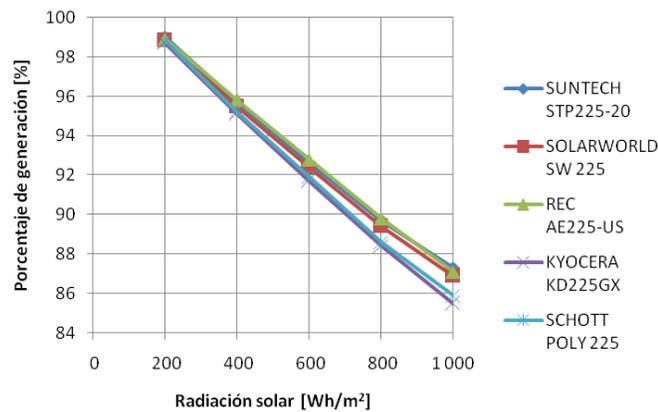


Figura H.5. Afectación de la potencia generada en función de la radiación solar de Bucaramanga.

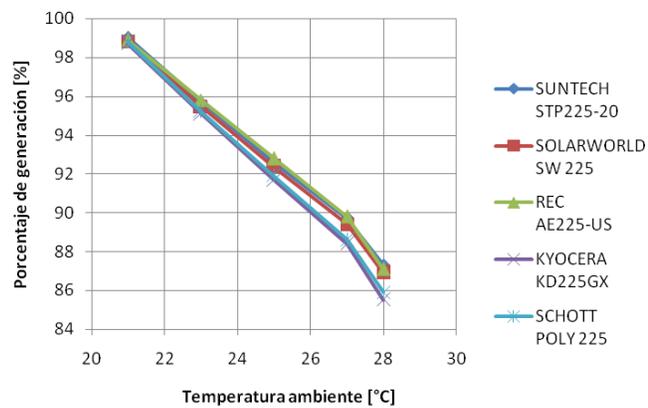


Figura H.6. Afectación de la potencia generada en función de la temperatura ambiente de Bucaramanga.

## REFERENCIAS

- [1] MÉNDEZ, Javier. CUERVO, Rafael. Energía solar fotovoltaica. ECA Instituto de Tecnología y Formación. Madrid. 2007.
- [2] GUASH, Daniel. Modelado y análisis de sistemas fotovoltaicos. Tesis Doctoral. Universidad Politécnica de Cataluña. Barcelona. 2003.
- [3] CASTAÑER, Luis. SILVESTRE, Santiago. Modelling photovoltaic systems using PSpice. Universidad Politécnica de Cataluña (Barcelona. España) Wiley. Inglaterra. 2002.
- [4] ZOHRA, F. HOUARI, M. ZEGRAR, M. TARIK, M. BOUDGHENE, A. MIDOUN, A. Proposed methods to increase output efficiency of a photovoltaic system. Acta Polytechnica Hungarica. Vol.7, N°2, 2010. Pags. 55-70.
- [5] SAIFUZAM, Mohd. CHEE, Tan. Modelling and control of a photovoltaic energy system using the state-space averaging technique. American Journal of Applied Sciences 7 (5). Pags. 682-691. 2010. ISSN 1546-9239.
- [6] [www.civicsolar.com/product/schott-solar-poly-225](http://www.civicsolar.com/product/schott-solar-poly-225) (Consultada en noviembre de 2010)
- [7] [www.civicsolar.com/product/kyocera-kd225gx-lpb](http://www.civicsolar.com/product/kyocera-kd225gx-lpb) (Consultada en noviembre de 2010)
- [8] [www.civicsolar.com/product/rec-225pe?qty=2](http://www.civicsolar.com/product/rec-225pe?qty=2) (Consultada en noviembre de 2010)
- [9] [www.civicsolar.com/product/sharp-nd-224uc1?qty=1](http://www.civicsolar.com/product/sharp-nd-224uc1?qty=1) (Consultada en noviembre de 2010)
- [10] [www.solarshop-europe.net/index.php?cPath=55\\_59](http://www.solarshop-europe.net/index.php?cPath=55_59) (Consultada en noviembre de 2010)
- [11] [www.eu.suntech-power.com/en/products/comercial.html](http://www.eu.suntech-power.com/en/products/comercial.html) (Consultada en noviembre de 2010)

# ANEXO I. SELECCIÓN DE LOS INVERSORES *GRID-TIED*

---

Los subsistemas han sido diseñados para inyectar energía a la red eléctrica; cuatro de ellos requieren el uso de inversores *grid-tied*. A continuación se presenta su proceso de selección.

## GENERALIDADES SOBRE INVERSORES *GRID-TIED*

A través de estos dispositivos se inyecta la energía generada por sistemas fotovoltaicos o eólicos a la red eléctrica pública, sea en un punto de distribución o desde el tablero general de una residencia.

A parte de su función principal de transformar la energía eléctrica de continua a alterna, se caracterizan por optimizar la generación eléctrica de los paneles fotovoltaicos a partir de la aplicación MPPT (*Maximum power point tracker*), entrar en sincronismo con la red en tensión y frecuencia, y operar solo cuando la red está en servicio; en caso de un apagón, se desconectan.

Según la oferta comercial, los inversores pueden ser monofásicos para bajas potencias de generación (<10[kW]), o trifásicos, para potencias medias y altas (>20[kW]). Por tanto, conexiones trifásicas de baja potencia motivadas por la búsqueda de equilibrio entre las fases, se deberán realizar con una bancada monofásica conectada en delta o estrella.

Según la NEC en su sección 690, la conexión a la red de un sistema fotovoltaico debe realizarse con separación galvánica, lo cual solo se garantiza con un transformador de aislamiento de alta o baja frecuencia. Algunos inversores lo incluyen; en caso de no poseerlo, se debe colocar aguas abajo del inversor un transformador de aislamiento.

En Colombia, no existe regulación para la conexión eléctrica de sistemas fotovoltaicos a la red pública, por tanto no hay exigencia de separación galvánica en éstos.

## INVERSORES *GRID-TIED* DE 700[W]

En el caso de inversores de tan baja potencia, como los requeridos en los subsistemas eólico y micro-red DC, no se pudo aplicar un proceso de selección debido a la escasez de oferta en el mercado. Solo se encontraron un par de modelos que se ajustan a las características particulares de cada subsistema.

Tabla I.1. Características técnicas de los inversores de 700[W] requeridos.

SUBSISTEMA	CANTIDAD	P [W]	Vdc [V]	Idc [A]	Vac [V]	f[Hz]	Aislamiento
Eólico	1	700	24	30	120 / 208	60	Transf. aislamiento
Micro-red DC	3	700	48	15	120 / 208	60	Transf. aislamiento

Las tablas I.2 y I.3 muestran las características de los inversores encontrados.

Tabla I.2. Características técnicas del YITAI ELECTRONICS YTP-800.

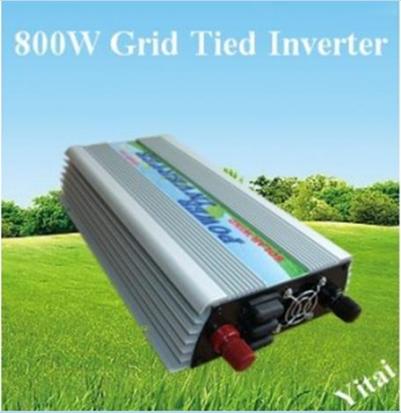
	Valores de entrada DC	
	Rango de tensión para MPPT	11-28 [V]
	Tensión en circuito abierto (Voc)	28 [V]
	Corriente máxima (Imax)	50 [A]
	Máxima potencia STC	1 040 [W]
	Valores de salida AC	
	Potencia nominal (Pn)	750 [W]
	Tensión línea nominal (Vn)	80-130[V] / 160-260[V]
	Corriente nominal (A)	3,6[A]/208[V]; 6,3[A]/120[V];
	Frecuencia nominal (fn)	45-65[Hz]
Factor de potencia (fp)	0,93-0,99	
Distorsión (THD)	< 5%	
Rendimiento (η)	> 94%	
Datos generales		
Consumo de energía en operación	< 8 [W]	
Consumo de energía nocturno	< 1 [W]	
Dimensiones	0,43[m]x0,26[m]x0,16[m]	
Peso	3,5 [kg]	

Tabla I.3. Características técnicas del SWEA 750 [W].

	Valores de entrada DC	
	Rango de tensión para MPPT	20-54 [V]
	Tensión en circuito abierto (Voc)	54 [V]
	Corriente máxima (Imax)	37 [A]
	Máxima potencia STC	1 000 [W]
	Valores de salida AC	
	Potencia nominal (Pn)	750 [W]
	Tensión línea nominal (Vn)	88-132[V]
	Corriente nominal (A)	6,8[A]
	Frecuencia nominal (fn)	59-61[Hz]
Factor de potencia (fp)	00,99	
Distorsión (THD)	< 5%	
Rendimiento (η)	> 84%	
Datos generales		
Consumo de energía en operación	< 30 [W]	
Consumo de energía nocturno	< 1 [W]	
Dimensiones	0,20[m]x0,14[m]x0,08[m]	
Peso	3,5 [kg]	

## INVERSORES *GRID-TIED* PARA CONEXIÓN A RED DE 15 000 [W]

### Definición de marcas comerciales

Se realizó una revisión de las marcas de inversores *grid-tied* existentes en el mercado. En total, se consultaron las siguientes 19 marcas:

- KACO
- SMA
- STECA
- ABB
- SUNGROW
- EVERSOLAR
- OUTBACK
- FRONIUS
- SOLARMAX
- SALICRU
- MAGNETEK
- SCHNEIDER
- MASTERVOLT
- RIELLO UPS
- SOLECTRIA
- SIEMENS
- TRITEC
- SOLAREEDGE
- XANTREX
- SUNPOWER
- INGECON
- KYOCERA
- SATCON

Inicialmente, se determinaron las marcas con inversores comerciales tecnológicamente compatibles con las condiciones del proyecto. Esto se realizó a partir del análisis de los aspectos técnicos tales como: frecuencia, tensión de conexión a la red, disponibilidad en el mercado, tensión de operación del sistema fotovoltaico y potencia. En total, se descartaron 16 marcas, quedando habilitadas las marcas SMA, FRONIUS y XANTREX. Los resultados se muestran en la siguiente tabla.

Tabla I.4. Análisis de elegibilidad de las marcas.

MOTIVO PARA LA NO ELIGIBILIDAD	MARCAS DESCARTADAS
Operación en AC a 50 [Hz]	STECA, SOLARMAX, RIELLO UPS
Tensión AC mayor a 208 [V]	SOLAREEDGE, MASTERVOLT
No disponibilidad significativa en el mercado	ABB, SALICRU, KYOCERA, MAGNETEK, SUNGROW, TRITEC, SUNPOWER
Tensión DC fuera de valores admisibles para el sistema	SOLECTRIA, INGECON, SIEMENS
No existencia de modelos con potencias útiles	OUTBACK, EVERSOLAR, SATCON, SCHNEIDER

### Selección técnica

En definitiva, se encontraron en el mercado solo 3 modelos de inversores compatibles con las características del diseño, uno de cada marca habilitada. Para cada modelo se revisó tipo de conexión, THD, eficiencia, factor de potencia, entre otros. Sin embargo, el factor determinante fue el costo, tal como lo indica la siguiente tabla.

Tabla I.5. Análisis de elegibilidad.

MARCA	MODELO	CONEXIÓN	THD	EFICIENCIA	FACTOR DE POTENCIA	V <sub>máx</sub> DC [V]	RANGO MPPT [V]	SEPARACIÓN GALVÁNICA	COSTO
XANTREX	PV15	3φ	<5%	95%	0,99	600	330-600	TRF-opcional	USD 18 370
SMA	SB-5000-SU	3x1φ	<4%	97%	1,00	600	250-480	Transformador de aislamiento	USD 9 265
FRONIUS	IG PLUS 5	3x1φ	<3%	96%	1,00	600	230-500	Transformador de aislamiento	USD 12 305

En conclusión, el subsistema fotovoltaico conectado a la red del Edificio Eléctrica 2 tendrá un banco monofásico de inversores SMA Sunny Boy 5000-SU. Sus características técnicas se muestran en la tabla a continuación.

Tabla I.6. Características técnicas del SMA Sunny Boy 5000US.

	Valores de entrada DC	
	Rango de tensión para MPPT	250-480 [V]
	Tensión en circuito abierto (Voc)	600 [V]
	Corriente máxima (Imax)	21 [A]
	Máxima potencia STC	6 250 [W]
	Máxima potencia real	5 300 [W]
	Tensión para inicio de generación	300 [V]
	Valores de salida AC	
	Potencia nominal (Pn)	5 000 [W]
	Tensión línea nominal (Vn)	208 [V] (183[V]-229[V])
Corriente nominal (A)	24 [A]	
Frecuencia nominal (fn)	60 Hz (+0,5Hz/-0,7Hz)	
Factor de potencia (fp)	0,99	
Distorsión (THD)	< 4%	
Rendimiento (η)	> 95%	
Datos generales		
Consumo de energía en operación	< 7 [W]	
Consumo de energía nocturno	< 0,1 [W]	
Temperatura de funcionamiento	-25°C / +45°C	
Dimensiones	0,61[m]x0,47[m]x0,24[m]	
Peso	67 [kg]	

## INVERSORES *GRID-TIED* PARA CONEXIÓN A RED DE 5 400 [W]

De manera similar al proceso anterior de selección, se determinó para el subsistema fotovoltaico conectado a la red del Edificio Eléctrica 1 un banco monofásico de inversores SMA Sunny Boy 1700. Aunque su potencia conjunto asciende a 5,1[kW], es conveniente para el subsistema aunque la potencia nominal en condiciones STC sea de 5,4[kW], ya que por cuestiones climatológicas de Bucaramanga la potencia real será aproximadamente de 4,8[kW].

Tabla I.7. Características técnicas del SMA Sunny Boy 1700.

	Valores de entrada DC	
	Rango de tensión para MPPT	147-320 [V]
	Tensión en circuito abierto (Voc)	400 [V]
	Corriente máxima (Imax)	12,6 [A]
	Máxima potencia STC	1 850 [W]
	Máxima potencia real	1 850 [W]
	Tensión para inicio de generación	139 [V]
	Valores de salida AC	
	Potencia nominal (Pn)	1 550 [W]
	Tensión línea nominal (Vn)	180-265[V]
Corriente nominal (A)	8,6 [A]	
Frecuencia nominal (fn)	55-65[Hz]	
Factor de potencia (fp)	1,0	
Rendimiento (η)	> 93,5%	
Datos generales		
Consumo de energía nocturno	< 0,1 [W]	
Temperatura de funcionamiento	-25°C / +60°C	
Dimensiones	0,44[m]x0,34[m]x0,21[m]	
Peso	25 [kg]	

## ANEXO J. DIMENSIONAMIENTO Y SELECCIÓN DE CONDUCTORES Y DUCTOS

A continuación se presenta el cálculo y selección de los conductores por tramo del sistema de generación.

Tabla J.1. Dimensionamiento y selección de conductores.

Tramo	Subsistema	Longitud [m]	Señal	Datos dimensionamiento			Datos conductor				
				Intem- perie	I sc [A]	1,25*Isc [A]	Calibre mínimo	Calibre con Pp<1%	Inom [A]	TIPO	R [Ω]
1	Eólico EE1	40	DC	NO	25,0	31,3	#10	#2	115	THW	0,0509
2	Eólico EE1	30	DC	NO	41,7	52,1	#6	#2	115	THW	0,0382
3	Eólico EE1	2	DC	NO	66,7	83,3	#4	#2	115	THW	0,0025
4	Eólico EE1	2	AC	NO	7,7	9,6	#14	#10	35	THW	0,0160
5	PV EE1	5	DC	SI	8,3	10,4	#14	#10	40	USE-2	0,0399
6	PV EE1	5	DC	SI	8,3	10,4	#14	#10	40	USE-2	0,0399
7	PV EE1	5	DC	SI	8,3	10,4	#14	#10	40	USE-2	0,0399
8	PV EE1	20	DC	NO	25,0	31,2	#10	#6	65	THW	0,0644
9	PV EE1	2	DC	NO	8,3	10,4	#14	#10	40	THW	0,0160
10	PV EE1	2	DC	NO	8,3	10,4	#14	#10	40	THW	0,0160
11	PV EE1	2	DC	NO	8,3	10,4	#14	#10	40	THW	0,0160
12	PV EE1	2	AC	NO	8,6	10,8	#14	#10	35	THW	0,0160
13	PV EE1	2	AC	NO	8,6	10,8	#14	#10	35	THW	0,0160
14	PV EE1	2	AC	NO	8,6	10,8	#14	#10	35	THW	0,0160
15	PV EE2	15	DC	SI	8,3	10,4	#14	#10	40	USE-2	0,1197
16	PV EE2	15	DC	SI	8,3	10,4	#14	#10	40	USE-2	0,1197
17	PV EE2	15	DC	SI	8,3	10,4	#14	#10	40	USE-2	0,1197
18	PV EE2	15	DC	SI	8,3	10,4	#14	#10	40	USE-2	0,1197
19	PV EE2	15	DC	SI	8,3	10,4	#14	#10	40	USE-2	0,1197
20	PV EE2	15	DC	SI	8,3	10,4	#14	#10	40	USE-2	0,1197
21	PV EE2	10	DC	NO	50,0	62,5	#6	#6	65	THW	0,0322
22	PV EE2	5	DC	NO	16,7	20,8	#12	#10	35	THW	0,0399
23	PV EE2	5	DC	NO	16,7	20,8	#12	#10	35	THW	0,0399
24	PV EE2	5	DC	NO	16,7	20,8	#12	#10	35	THW	0,0399
25	PV EE2	20	AC	NO	24,0	30,0	#10	#6	65	THW	0,0644
26	PV EE2	20	AC	NO	24,0	30,0	#10	#6	65	THW	0,0644
27	PV EE2	20	AC	NO	24,0	30,0	#10	#6	65	THW	0,0644
28	Micro-red AC	15	DC	SI	8,3	10,4	#14	#8	50	USE-2	0,0768
29	Micro-red AC	15	DC	SI	8,3	10,4	#14	#8	50	USE-2	0,0768
30	Micro-red AC	15	DC	SI	8,3	10,4	#14	#8	50	USE-2	0,0768
31	Micro-red AC	8	DC	NO	25,0	31,2	#10	#6	75	THW	0,0258
32	Micro-red AC	2	DC	NO	83,3	104,2	#2	#2	115	THW	0,0025
33	Micro-red AC	10	AC	NO	16,7	20,8	#12	#8	50	THW	0,0512
34	Micro-red AC	20	AC	NO	16,7	20,8	#12	#6	65	THW	0,0644
35	Micro-red DC	15	DC	SI	8,3	10,4	#14	#8	50	USE-2	0,0768
36	Micro-red DC	15	DC	SI	8,3	10,4	#14	#8	50	USE-2	0,0768
37	Micro-red DC	15	DC	SI	8,3	10,4	#14	#8	50	USE-2	0,0768

38	Micro-red DC	8	DC	NO	25,0	31,2	#10	#6	75	THW	0,0258
39	Micro-red DC	2	DC	NO	41,7	52,1	#6	#6	65	THW	0,0064
40	Micro-red DC	2	DC	NO	41,7	52,1	#6	#6	65	THW	0,0064
41	Micro-red DC	2	DC	NO	14,6	18,2	#14	#10	35	THW	0,0160
42	Micro-red DC	2	DC	NO	14,6	18,2	#14	#10	35	THW	0,0160
43	Micro-red DC	2	DC	NO	14,6	18,2	#14	#10	35	THW	0,0160
44	Micro-red DC	20	AC	NO	5,8	7,3	#14	#10	35	THW	0,1596
45	Micro-red DC	20	AC	NO	5,8	7,3	#14	#10	35	THW	0,1596
46	Micro-red DC	20	AC	NO	5,8	7,3	#14	#10	35	THW	0,1596
47	Micro-red DC	2	DC	NO	41,7	52,1	#6	#6	65	THW	0,0064
48	Micro-red DC	2	DC	NO	20,8	26,0	#10	#10	35	THW	0,0160
49	Micro-red DC	2	DC	NO	20,8	26,0	#10	#10	35	THW	0,0160
50	Micro-red DC	10	DC	NO	18,8	23,4	#10	#4	85	THW	0,0202
51	Micro-red DC	20	AC	NO	4,8	6,0	#14	#10	35	THW	0,1596
52	Micro-red DC	2	DC	NO	20,8	26,0	#10	#10	35	THW	0,0160
53	Micro-red DC	2	DC	NO	20,8	26,0	#10	#10	35	THW	0,0160
54	Micro-red DC	10	DC	NO	20,8	26,0	#10	#4	85	THW	0,0202
55	Micro-red DC	20	AC	NO	4,8	6,0	#14	#10	35	THW	0,1596
56	Micro-red DC	2	DC	NO	10,4	13,0	#14	#10	35	THW	0,0160
57	Micro-red DC	2	DC	NO	10,4	13,0	#14	#10	35	THW	0,0160
58	Micro-red DC	5	DC	NO	47,4	59,2	#4	1/0 AWG	150	THW	0,0040

A continuación se presentan el cálculo y selección de los ductos por tramo del sistema de generación.

Tabla J.2. Dimensionamiento y selección de conductores.

Tramo	Subsistema	Longitud [m]	Señal	Intemperie	Conductor			Conductor de PTA		Cálculo y selección del ducto		
					AWG	TIPO	φ [mm]	AWG	φ desnudo [mm]	Ducto φ min [pulg]	TIPO	Ducto φ [pulg]
1	Eólico EE1	40	DC	NO	#2	THW	10,6	#10	2,95	0,95	PVC	1 1/4
2	Eólico EE1	30	DC	NO	#2	THW	10,6	#10	2,95	0,95	PVC	1 1/4
3	Eólico EE1	2	DC	NO	#2	THW	10,6	#8	3,4	0,96	PVC	1 1/4
4	Eólico EE1	2	AC	NO	#10	THW	4,55	#8	3,4	0,45	PVC	1/2
5	PV EE1	5	DC	SI	#10	USE-2	5,33	#12	2,34	0,49	EMT	1/2
6	PV EE1	5	DC	SI	#10	USE-2	5,33	#12	2,34	0,49	EMT	1/2
7	PV EE1	5	DC	SI	#10	USE-2	5,33	#12	2,34	0,49	EMT	1/2
8	PV EE1	20	DC	NO	#6	THW	7,85	#10	2,95	0,71	PVC	1
9	PV EE1	2	DC	NO	#10	THW	4,55	#12	2,34	0,43	PVC	1/2
10	PV EE1	2	DC	NO	#10	THW	4,55	#12	2,34	0,43	PVC	1/2
11	PV EE1	2	DC	NO	#10	THW	4,55	#12	2,34	0,43	PVC	1/2
12	PV EE1	2	AC	NO	#10	THW	4,55	#10	2,95	0,69	PVC	1
13	PV EE1	2	AC	NO	#10	THW						
14	PV EE1	2	AC	NO	#10	THW						
15	PV EE2	15	DC	SI	#10	USE-2	5,33	#12	2,34	0,49	EMT	1/2
16	PV EE2	15	DC	SI	#10	USE-2	5,33	#12	2,34	0,49	EMT	1/2
17	PV EE2	15	DC	SI	#10	USE-2	5,33	#12	2,34	0,49	EMT	1/2
18	PV EE2	15	DC	SI	#10	USE-2	5,33	#12	2,34	0,49	EMT	1/2
19	PV EE2	15	DC	SI	#10	USE-2	5,33	#12	2,34	0,49	EMT	1/2
20	PV EE2	15	DC	SI	#10	USE-2	5,33	#12	2,34	0,49	EMT	1/2
21	PV EE2	10	DC	NO	#6	THW	7,87	#8	3,4	0,72	PVC	1
22	PV EE2	5	DC	NO	#10	THW	4,55	#10	2,95	0,44	PVC	1/2
23	PV EE2	5	DC	NO	#10	THW	4,55	#10	2,95	0,44	PVC	1/2
24	PV EE2	5	DC	NO	#10	THW	4,55	#10	2,95	0,44	PVC	1/2
25	PV EE2	20	AC	NO	#6	THW	7,85	#10	2,95	1,20	PVC	1 1/2
26	PV EE2	20	AC	NO	#6	THW						
27	PV EE2	20	AC	NO	#6	THW						
28	Micro-red AC	15	DC	SI	#8	USE-2	7,87	#12	2,34	0,71	EMT	3/4
29	Micro-red AC	15	DC	SI	#8	USE-2	7,87	#12	2,34	0,71	EMT	3/4
30	Micro-red AC	15	DC	SI	#8	USE-2	7,87	#12	2,34	0,71	EMT	3/4
31	Micro-red AC	8	DC	NO	#6	THW	6,05	#10	2,95	0,56	PVC	3/4

**USO RACIONAL DE LA ENERGÍA A PARTIR DEL DISEÑO DE APLICACIONES SOSTENIBLES EN EL EDIFICIO ELÉCTRICA II  
DE LA UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**

*ANEXO J. Dimensionamiento y selección de conductores y ductos.*

32	Micro-red AC	2	DC	NO	#2	THW	10,6	#6	4,3	0,97	PVC	1 1/4
33	Micro-red AC	10	AC	NO	#8	THW	6,05	#10	2,95	0,56	PVC	3/4
34	Micro-red AC	20	AC	NO	#6	THW	7,85	#10	2,95	0,71	PVC	1
35	Micro-red DC	15	DC	SI	#8	USE-2	7,87	#12	2,34	0,71	EMT	3/4
36	Micro-red DC	15	DC	SI	#8	USE-2	7,87	#12	2,34	0,71	EMT	3/4
37	Micro-red DC	15	DC	SI	#8	USE-2	7,87	#12	2,34	0,71	EMT	3/4
38	Micro-red DC	8	DC	NO	#6	THW	6,05	#10	2,95	0,56	PVC	3/4
39	Micro-red DC	2	DC	NO	#6	THW	7,85	#8	3,4	0,72	PVC	1
40	Micro-red DC	2	DC	NO	#6	THW	7,85	#8	3,4	0,72	PVC	1
41	Micro-red DC	2	DC	NO	#10	THW	4,55	#12	2,34	0,43	PVC	1/2
42	Micro-red DC	2	DC	NO	#10	THW	4,55	#12	2,34	0,43	PVC	1/2
43	Micro-red DC	2	DC	NO	#10	THW	4,55	#12	2,34	0,43	PVC	1/2
44	Micro-red DC	20	AC	NO	#10	THW	4,55	#12	2,34	0,69	PVC	1
45	Micro-red DC	20	AC	NO	#10	THW						
46	Micro-red DC	20	AC	NO	#10	THW						
47	Micro-red DC	2	DC	NO	#6	THW	7,85	#8	3,4	0,72	PVC	1
48	Micro-red DC	2	DC	NO	#10	THW	4,55	#10	2,95	0,44	PVC	1/2
49	Micro-red DC	2	DC	NO	#10	THW	4,55	#10	2,95	0,44	PVC	1/2
50	Micro-red DC	10	DC	NO	#4	THW	9,05	#10	2,95	0,82	PVC	1
51	Micro-red DC	20	AC	NO	#10	THW	4,55	#12	2,34	0,43	PVC	3/4
52	Micro-red DC	2	DC	NO	#10	THW	4,55	#10	2,95	0,44	PVC	1/2
53	Micro-red DC	2	DC	NO	#10	THW	4,55	#10	2,95	0,44	PVC	1/2
54	Micro-red DC	10	DC	NO	#4	THW	9,05	#10	2,95	0,82	PVC	1
55	Micro-red DC	20	AC	NO	#10	THW	4,55	#12	2,34	0,43	PVC	3/4
56	Micro-red DC	2	DC	NO	#10	THW	4,55	#12	2,34	0,43	PVC	1/2
57	Micro-red DC	2	DC	NO	#10	THW	4,55	#12	2,34	0,43	PVC	1/2
58	Micro-red DC	5	DC	NO	1/0 AWG	THW	13,35	#8	3,4	1,19	PVC	2

# ANEXO K. DIMENSIONAMIENTO Y SELECCIÓN DE PROTECCIONES CONTRA SOBRECORRIENTE Y FLUJO INVERSO

A continuación se presenta el cálculo y selección de las protecciones por tramo del sistema de generación.

Tabla K.1. Dimensionamiento y selección de protecciones.

Tramo	Subsistema	Longitud [m]	Señal	Intem- perie				Protección - Corriente			
					Vn [V]	Idim [A]	1,25*Idim [A]	TIPO	INOM[A]	Dispositivo	
1	Eólico EE1	40	DC	NO	24	25,00	31,25	Breaker (P-N)	32 [A]	ABB	S802PV-S32
2	Eólico EE1	30	DC	NO	24	41,67	52,08	Breaker (P-N)	50 [A]	ABB	S802PV-S50
3	Eólico EE1	2	DC	NO	24	66,67	83,33	Breaker (P-N)	80 [A]	ABB	S802PV-S80
4	Eólico EE1	2	AC	NO	208	7,69	9,62	Breaker mono	20 [A]	ABB	S201-C20
5	PV EE1	5	DC	SI	208	8,33	10,41	Fusible Breaker (P-N) Diodo de bloqueo	12 [A] 13 [A] 15 [A]	OEZ ABB -	PV10 12A gG S802PV-S13 Diodo 15A
6	PV EE1	5	DC	SI	208	8,33	10,41	Fusible Breaker (P-N) Diodo de bloqueo	12 [A] 13 [A] 15 [A]	OEZ ABB -	PV10 12A gG S802PV-S13 Diodo 15A
7	PV EE1	5	DC	SI	208	8,33	10,41	Fusible Breaker (P-N) Diodo de bloqueo	12 [A] 13 [A] 15 [A]	OEZ ABB -	PV10 12A gG S802PV-S13 Diodo 15A
8	PV EE1	20	DC	NO	208	25	31,24	Breaker (P-N) Breaker (P-N)	32 [A] 32 [A]	ABB ABB	S802PV-M32 S802PV-M32
9	PV EE1	2	DC	NO	208	8,33	10,41	Breaker (P-N)	13 [A]	ABB	S802PV-S13
10	PV EE1	2	DC	NO	208	8,33	10,41	Breaker (P-N)	13 [A]	ABB	S802PV-S13
11	PV EE1	2	DC	NO	208	8,33	10,41	Breaker (P-N)	13 [A]	ABB	S802PV-S13
12	PV EE1	2	AC	NO	208	8,60	10,75	Breaker mono	16 [A]	ABB	S201-C16
13	PV EE1	2	AC	NO	208	8,60	10,75	Breaker mono	16 [A]	ABB	S201-C16
14	PV EE1	2	AC	NO	208	8,60	10,75	Breaker mono	16 [A]	ABB	S201-C16
15	PV EE2	15	DC	SI	338	8,33	10,41	Fusible Breaker (P-N) Diodo de bloqueo	12 [A] 13 [A] 15 [A]	OEZ ABB -	PV10 12A gG S802PV-S13 Diodo 15A
16	PV EE2	15	DC	SI	338	8,33	10,41	Fusible Breaker (P-N) Diodo de bloqueo	12 [A] 13 [A] 15 [A]	OEZ ABB -	PV10 12A gG S802PV-S13 Diodo 15A
17	PV EE2	15	DC	SI	338	8,33	10,41	Fusible Breaker (P-N) Diodo de bloqueo	12 [A] 13 [A] 15 [A]	OEZ ABB -	PV10 12A gG S802PV-S13 Diodo 15A

**USO RACIONAL DE LA ENERGÍA A PARTIR DEL DISEÑO DE APLICACIONES SOSTENIBLES EN EL EDIFICIO ELÉCTRICA II  
DE LA UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**

*ANEXO K. Dimensionamiento y selección de protecciones contra sobrecorriente y flujo inverso.*

18	PV EE2	15	DC	SI	338	8,33	10,41	Fusible Breaker (P-N) Diodo de bloqueo	12 [A] 13 [A] 15 [A]	OEZ ABB -	PV10 12A gG S802PV-S13 Diodo 15A
19	PV EE2	15	DC	SI	338	8,33	10,41	Fusible Breaker (P-N) Diodo de bloqueo	12 [A] 13 [A] 15 [A]	OEZ ABB -	PV10 12A gG S802PV-S13 Diodo 15A
20	PV EE2	15	DC	SI	338	8,33	10,41	Fusible Breaker (P-N) Diodo de bloqueo	12 [A] 13 [A] 15 [A]	OEZ ABB -	PV10 12A gG S802PV-S13 Diodo 15A
21	PV EE2	10	DC	NO	338	50	62,48	Breaker (P-N) Breaker (P-N)	63 [A] 63 [A]	ABB	S802PV-M65 S802PV-M65
22	PV EE2	5	DC	NO	338	16,66	20,83	Breaker (P-N)	25 [A]	ABB	S802PV-S25
23	PV EE2	5	DC	NO	338	16,66	20,83	Breaker (P-N)	25 [A]	ABB	S802PV-S25
24	PV EE2	5	DC	NO	338	16,66	20,83	Breaker (P-N)	25 [A]	ABB	S802PV-S25
25	PV EE2	20	AC	NO	208	24,00	30,00	Breaker mono Breaker mono	32 [A] 32 [A]	ABB	S201-C32
26	PV EE2	20	AC	NO	208	24,00	30,00	Breaker mono Breaker mono	32 [A] 32 [A]	ABB	S201-C32
27	PV EE2	20	AC	NO	208	24,00	30,00	Breaker mono Breaker mono	32 [A] 32 [A]	ABB	S201-C32
28	Micro-red AC	15	DC	SI	78	8,33	10,41	Fusible Breaker (P-N) Diodo de bloqueo	12 [A] 13 [A] 15 [A]	OEZ ABB -	PV10 12A gG S802PV-S13 Diodo 15A
29	Micro-red AC	15	DC	SI	78	8,33	10,41	Fusible Breaker (P-N) Diodo de bloqueo	12 [A] 13 [A] 15 [A]	OEZ ABB -	PV10 12A gG S802PV-S13 Diodo 15A
30	Micro-red AC	15	DC	SI	78	8,33	10,41	Fusible Breaker (P-N) Diodo de bloqueo	12 [A] 13 [A] 15 [A]	OEZ ABB -	PV10 12A gG S802PV-S13 Diodo 15A
31	Micro-red AC	8	DC	NO	78	24,99	31,24	Breaker (P-N) Breaker (P-N)	32 [A] 32 [A]	ABB ABB	S802PV-M32 S802PV-M32
32	Micro-red AC	2	DC	NO	24	83,33	104,17	Breaker (P-N)	125[A]	ABB	S802PV-M125
33	Micro-red AC	10	AC	NO	120	16,67	20,83	Breaker mono	32 [A]	ABB	S201-C32
34	Micro-red AC	20	AC	NO	120	16,67	20,83	Breaker mono Breaker mono	32 [A] 32 [A]	ABB ABB	S201-C32 S201-C32
35	Micro-red DC	15	DC	SI	78	8,33	10,41	Fusible Breaker (P-N) Diodo de bloqueo	12 [A] 13 [A] 15 [A]	OEZ ABB -	PV10 12A gG S802PV-S13 Diodo 15A
36	Micro-red DC	15	DC	SI	78	8,33	10,41	Fusible Breaker (P-N) Diodo de bloqueo	12 [A] 13 [A] 15 [A]	OEZ ABB -	PV10 12A gG S802PV-S13 Diodo 15A
37	Micro-red DC	15	DC	SI	78	8,33	10,41	Fusible Breaker (P-N) Diodo de bloqueo	12 [A] 13 [A] 15 [A]	OEZ ABB -	PV10 12A gG S802PV-S13 Diodo 15A
38	Micro-red DC	8	DC	NO	78	24,99	31,24	Breaker (P-N) Breaker (P-N)	32 [A] 32 [A]	ABB ABB	S802PV-M32 S802PV-M32
39	Micro-red DC	2	DC	NO	48	41,67	52,08	Breaker (P-N)	65 [A]	ABB	S802PV-M65
40	Micro-red DC	2	DC	NO	48	41,67	52,08	Breaker (P-N)	65 [A]	ABB	S802PV-M65
41	Micro-red DC	2	DC	NO	48	14,58	18,23	Breaker (P-N)	20 [A]	ABB	S802PV-S20
42	Micro-red DC	2	DC	NO	48	14,58	18,23	Breaker (P-N)	20 [A]	ABB	S802PV-S20
43	Micro-red DC	2	DC	NO	48	14,58	18,23	Breaker (P-N)	20 [A]	ABB	S802PV-S20
44	Micro-red DC	20	AC	NO	120	5,83	7,29	Breaker mono	10 [A] 10 [A]	ABB ABB	S201-C10 S201-C10
45	Micro-red DC	20	AC	NO	120	5,83	7,29	Breaker mono	10 [A] 10 [A]	ABB ABB	S201-C10 S201-C10
46	Micro-red DC	20	AC	NO	120	5,83	7,29	Breaker mono	10 [A] 10 [A]	ABB ABB	S201-C10 S201-C10
47	Micro-red DC	2	DC	NO	48	41,67	52,08	Breaker (P-N)	65 [A]	ABB	S802PV-M65
48	Micro-red DC	2	DC	NO	48	20,83	26,04	Breaker (P-N)	32 [A]	ABB	S802PV-M32
49	Micro-red DC	2	DC	NO	48	20,83	26,04	Breaker (P-N)	32 [A]	ABB	S802PV-M32
50	Micro-red DC	10	DC	NO	48	18,75	23,44	Breaker (P-N)	32 [A]	ABB	S802PV-M32

**USO RACIONAL DE LA ENERGÍA A PARTIR DEL DISEÑO DE APLICACIONES SOSTENIBLES EN EL EDIFICIO ELÉCTRICA II  
DE LA UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**

*ANEXO K. Dimensionamiento y selección de protecciones contra sobrecorriente y flujo inverso.*

<b>51</b>	Micro-red DC	20	AC	NO	208	4,81	6,01	Breaker mono Breaker mono	10 [A] 10 [A]	ABB ABB	S201-C10 S201-C10
<b>52</b>	Micro-red DC	2	DC	NO	48	20,83	26,04	Breaker (P-N)	32 [A]	ABB	S802PV-M32
<b>53</b>	Micro-red DC	2	DC	NO	48	20,83	26,04	Breaker (P-N)	32 [A]	ABB	S802PV-M32
<b>54</b>	Micro-red DC	10	DC	NO	48	20,83	26,04	Breaker (P-N)	32 [A]	ABB	S802PV-M32
<b>55</b>	Micro-red DC	20	AC	NO	208	4,81	6,01	Breaker mono Breaker mono	10 [A] 10 [A]	ABB ABB	S201-C10 S201-C10
<b>56</b>	Micro-red DC	2	DC	NO	48	10,42	13,02	Breaker (P-N)	16 [A]	ABB	S802PV-S16
<b>57</b>	Micro-red DC	2	DC	NO	48	10,42	13,02	Breaker (P-N)	16 [A]	ABB	S802PV-S16
<b>58</b>	Micro-red DC	5	DC	NO	19	47,37	59,21	Breaker (P-N)	63 [A]	ABB	S802PV-M63

# ANEXO L. DESCRIPCIÓN DE LOS TABLEROS ELÉCTRICOS

A continuación se presenta la descripción de los tableros eléctricos.

Tabla L.1. Caracterización de los tableros eléctricos subsistema eólico Edificio Eléctrica 1.

Tablero	Ubicación	tipo	Voc mín [V]	Flujo	Sentido	PROTECCIONES CORRIENTE	CONDUCTOR			Conductor PTA equipos	Varistor	Equipos especiales	
							Suministro						
TSSE1-EE1	Cuarto técnico 5 piso - EE1	DC	24	1	In	Breaker (P-N)	32 [A]	2	#2	THW	#10	-	-
				2	In	Breaker (P-N)	50 [A]	2	#2	THW	#10	-	-
				3	Out	Breaker (P-N)	80 [A]	2	#2	THW	#8	600Vdc P-N-GND	Medidor DC
TSSSE2-EE1	Cuarto técnico 5 piso - EE1	AC	208	4	In-Out	Breaker mono	20 [A]	2	#10	THW	#8	250Vac 2F-N-GND	Medidor AC

Tabla L.2. Caracterización de los tableros eléctricos subsistema fotovoltaico Edificio Eléctrica 1.

Tablero	Ubicación	tipo	Voc mín [V]	Flujo	Sentido	PROTECCIONES CORRIENTE	CONDUCTOR			Conductor PTA equipos	Varistor	Equipos especiales	
							Suministro						
TSSFV1-EE1 Combiner Box	Terraza nivel 6 - EE1	DC	294	5	In	Fusible Breaker (P-N) Diodo de bloqueo	12 [A] 13 [A] 15 [A]	2	#10	USE-2	#12	-	-
				6	In	Fusible Breaker (P-N) Diodo de bloqueo	12 [A] 13 [A] 15 [A]	2	#10	USE-2	#12	-	-
				7	In	Fusible Breaker (P-N) Diodo de bloqueo	12 [A] 13 [A] 15 [A]	2	#10	USE-2	#12	-	-
				8	Out	Breaker (P-N)	32 [A]	2	#6	THW	#10	600Vdc P-N-GND	-
TSSFV2-EE1	Cuarto técnico 5 piso - EE1	DC	294	8	In	Breaker (P-N) Breaker (P-N)	32 [A] 32 [A]	2	#6	THW	#10	600Vdc P-N-GND	Medidor DC
				9	Out	Breaker (P-N)	13 [A]	2	#10	THW	#12	-	-
				10	Out	Breaker (P-N)	13 [A]	2	#10	THW	#12	-	-
				11	Out	Breaker (P-N)	13 [A]	2	#10	THW	#12	-	-
TSSFV3-EE1	Cuarto técnico 5 piso - EE1	AC	208	12	In-Out	Breaker mono	16 [A]	2	#10	THW	#10	250Vac 3F-N-GND	-
				13	In-Out	Breaker mono	16 [A]	2	#10	THW	#10		-
				14	In-Out	Breaker mono	16 [A]	2	#10	THW	#10		-

Tabla L.3. Caracterización de los tableros eléctricos subsistema fotovoltaico Edificio Eléctrica 2.

Tablero	Ubicación	tipo	Voc mín [V]	Flujo	Sentido	PROTECCIONES CORRIENTE	CONDUCTOR			Conductor PTA equipos	Varistor	Equipos especiales	
							Suministro						
TSSFV1-EE2 Combiner Box	Terraza nivel 5 - EE2	DC	477	15	In	Fusible Breaker (P-N) Diodo de bloqueo	12 [A] 13 [A] 15 [A]	2	#10	USE-2	#12	-	-

				16	In	Fusible Breaker (P-N) Diodo de bloqueo	12 [A] 13 [A] 15 [A]	2	#10	USE-2	#12	-	-
				17	In	Fusible Breaker (P-N) Diodo de bloqueo	12 [A] 13 [A] 15 [A]	2	#10	USE-2	#12	-	-
				18	In	Fusible Breaker (P-N) Diodo de bloqueo	12 [A] 13 [A] 15 [A]	2	#10	USE-2	#12	-	-
				19	In	Fusible Breaker (P-N) Diodo de bloqueo	12 [A] 13 [A] 15 [A]	2	#10	USE-2	#12	-	-
				20	In	Fusible Breaker (P-N) Diodo de bloqueo	12 [A] 13 [A] 15 [A]	2	#10	USE-2	#12	-	-
				21	Out	Breaker (P-N) Breaker (P-N)	63 [A] 63 [A]	2	#6	THW	#8	600Vdc P-N-GND	-
TSSFV2-EE2	Cuarto técnico LURE-ER - EE2	DC	477	21	In	Breaker (P-N)	63 [A]	2	#6	THW	#8	600Vdc P-N-GND	Medidor DC
				22	Out	Breaker (P-N)	25 [A]	2	#10	THW	#10	-	-
				23	Out	Breaker (P-N)	25 [A]	2	#10	THW	#10	-	-
				24	Out	Breaker (P-N)	25 [A]	2	#10	THW	#10	-	-
TSSFV3-EE2	Cuarto técnico LURE-ER - EE2	AC	208	25	In-Out	Breaker mono	32 [A]	2	#6	THW	#10	250Vac 3F-N-GND	-
				26	In-Out	Breaker mono	32 [A]	2	#6	THW	#10		-
				27	In-Out	Breaker mono	32 [A]	2	#6	THW	#10		-
TSSFV4-EE4	Cuarto técnico 4 piso - EE2	AC	208	25	In-Out	Breaker mono	32 [A]	2	#6	THW	#10	250Vac 3F-N-GND	-
				26	In-Out	Breaker mono	32 [A]	2	#6	THW	#10		-
				27	In-Out	Breaker mono	32 [A]	2	#6	THW	#10		-

Tabla L.4. Caracterización de los tableros eléctricos subsistema micro-red AC Edificio Eléctrica 2.

Tablero	Ubicación	tipo	Voc mín [V]	Flujo	Sentido	PROTECCIONES CORRIENTE		CONDUCTOR			Conductor PTA equipos	Varistor	Equipos especiales
								Suministro					
TMRAC1-EE2 Combiner Box	Terraza nivel 5 - EE2	DC	110	28	In	Fusible Breaker (P-N) Diodo de bloqueo	12 [A] 13 [A] 15 [A]	2	#8	USE-2	#12	-	-
				29	In	Fusible Breaker (P-N) Diodo de bloqueo	12 [A] 13 [A] 15 [A]	2	#8	USE-2	#12	-	-
				30	In	Fusible Breaker (P-N) Diodo de bloqueo	12 [A] 13 [A] 15 [A]	2	#8	USE-2	#12	-	-
				31	Out	Breaker (P-N)	32 [A]	2	#6	USE-2	#10	600Vdc P-N-GND	-
TSSMRAC2-EE2	Cuarto técnico LURE-ER - EE2	DC	110	31	In-Out	Breaker (P-N)	32 [A]	2	#6	USE-2	#10	600Vdc P-N-GND	Medidor DC
TSSMRAC3-EE2	Cuarto técnico LURE-ER - EE2	DC	48	32	In-Out	Breaker (P-N)	125 [A]	2	#2	THW	#6	-	Medidor DC
TSSMRAC4-EE2	Cuarto técnico LURE-ER - EE2	AC	120	33	In-Out	Breaker mono	32 [A]	2	#8	THW	#10	-	Medidor AC
TSSMRAC5-EE2	Cuarto técnico LURE-ER - EE2	AC	120	34	In-Out	Breaker mono	32 [A]	2	#6	THW	#10	250Vac F-N-GND	Medidor AC
TSSMRAC6-EE2	Cuarto técnico 4 piso - EE2	AC	120	34	In-Out	Breaker mono	32 [A]	2	#6	THW	#10	250Vac F-N-GND	-

Tabla L.5. Caracterización de los tableros eléctricos subsistema micro-red DC Edificio Eléctrica 2.

Tablero	Ubicación	tipo	Voc mín [V]	Flujo	Sentido	PROTECCIONES CORRIENTE	CONDUCTOR			Conductor PTA equipos	Varistor	Equipos especiales	
								Suministro					
TSSMRDC1-EE2 Combiner Box	Terraza nivel 5 - EE2	DC	110	35	In	Fusible Breaker (P-N) Diodo de bloqueo	12 [A] 13 [A] 15 [A]	2	#8	USE-2	#12	-	-
				36	In	Fusible Breaker (P-N) Diodo de bloqueo	12 [A] 13 [A] 15 [A]	2	#8	USE-2	#12	-	-
				37	In	Fusible Breaker (P-N) Diodo de bloqueo	12 [A] 13 [A] 15 [A]	2	#8	USE-2	#12	-	-
				38	Out	Breaker (P-N)	32 [A]	2	#6	THW	#10	600Vdc P-N-GND	-
TSSMRDC2-EE2	Cuarto técnico LURE-ER - EE2	DC	110	38	In-Out	Breaker (P-N)	32 [A]	2	#6	THW	#10	600Vdc P-N-GND	Medidor DC
TSSMRDC3-EE2	Cuarto técnico LURE-ER - EE2	DC	48	39	In	Breaker (P-N)	65 [A]	2	#6	THW	#8	-	Interruptor doble polo (bajo carga) 200A
				40	Out	Breaker (P-N)	65 [A]	2	#6	THW	#8	-	-
				47	Out	Breaker (P-N)	65 [A]	2	#6	THW	#8	-	-
TSSMRDC4-EE2	Cuarto técnico LURE-ER - EE2	DC	48	40	In	Breaker (P-N)	65 [A]	2	#6	THW	#8	-	Medidor DC
				41	Out	Breaker (P-N)	25 [A]	2	#10	THW	#12	-	-
				42	Out	Breaker (P-N)	25 [A]	2	#10	THW	#12	-	-
				43	Out	Breaker (P-N)	25 [A]	2	#10	THW	#12	-	-
TSSMRDC5-EE2	Cuarto técnico LURE-ER - EE2	AC	120	44	In-Out	Breaker mono	10 [A]	2	#10	THW	#12	250Vac 3F-N-GND	Medidor AC
				45	In-Out	Breaker mono	10 [A]	2	#10	THW	#12		Medidor AC
				46	In-Out	Breaker mono	10 [A]	2	#10	THW	#12		Medidor AC
TSSMRDC6-EE2	Cuarto técnico 4 piso - EE2	AC	120	44	In-Out	Breaker mono	10 [A]	2	#10	THW	#12	250Vac 3F-N-GND	-
				45	In-Out	Breaker mono	10 [A]	2	#10	THW	#12		-
				46	In-Out	Breaker mono	10 [A]	2	#10	THW	#12		-
TSSMRDC7-EE2	Cuarto técnico 4 piso - EE2	DC	48	47	In	Breaker (P-N)	65 [A]	2	#6	THW	#8	-	Medidor DC
				48	Out	Breaker (P-N)	32 [A]	2	#10	THW	#10	-	-
				52	Out	Breaker (P-N)	32 [A]	2	#10	THW	#10	-	-
TSSMRAC8-EE2	Cuarto técnico LURE-ER - EE2	DC	48	49	In-Out	Breaker (P-N)	32 [A]	2	#10	THW	#10	-	Medidor DC
TSSMRAC9-EE2	Cuarto técnico LURE-ER - EE2	DC	48	50	In-Out	Breaker mono	32 [A]	2	#4	THW	#10	-	Medidor DC
TSSMRAC10-EE2	Cuarto técnico LURE-ER - EE2	AC	208	51	In-Out	Breaker mono	10 [A]	2	#10	THW	#12	250Vac 2F-N-GND	Medidor AC
TSSMRAC11-EE2	Cuarto técnico 4 piso - EE2	AC	208	51	In-Out	Breaker mono	10 [A]	2	#10	THW	#12	250Vac 2F-N-GND	-
TSSMRAC12-EE2	Cuarto técnico LURE-ER - EE2	DC	48	53	In-Out	Breaker (P-N)	32 [A]	2	#10	THW	#10	-	Medidor DC
TSSMRAC13-EE2	Cuarto técnico LURE-ER - EE2	DC	48	54	In	Breaker (P-N)	32 [A]	2	#4	THW	#10	-	Medidor DC

**USO RACIONAL DE LA ENERGÍA A PARTIR DEL DISEÑO DE APLICACIONES SOSTENIBLES EN EL EDIFICIO ELÉCTRICA II  
DE LA UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**

*ANEXO L. Descripción de los tableros eléctricos*

		DC	48	56	Out	Breaker (P-N)	16 [A]	2	#10	THW	#10	-	-
		DC	48	57	Out	Breaker (P-N)	16 [A]	2	#10	THW	#10	-	-
TSSMRAC14-EE2	Cuarto técnico LURE-ER - EE2	AC	208	55	In-Out	Breaker mono	10 [A]	2	#10	THW	#12	250Vac 2F-N-GND	Medidor AC
TSSMRAC15-EE2	Cuarto técnico 4 piso - EE2	AC	208	55	In-Out	Breaker mono	10 [A]	2	#10	THW	#12	250Vac 2F-N-GND	-

# ANEXO M. PLANOS ELÉCTRICOS

---

Plano 1. Diagrama unifilar del sistema fotovoltaico-eólico del Edificio Eléctrica I.

Plano 2. Diagrama unifilar del sistema fotovoltaico del Edificio Eléctrica II.

# ANEXO N. INDICACIONES DE DISEÑOS PARA LAS CUBIERTAS VERDES DEL EDIFICIO ELÉCTRICA I

A continuación se presentan las vistas superiores de las cubiertas verdes del Edificio Eléctrica con los detalles establecidos para su incorporación al diseño arquitectónico.

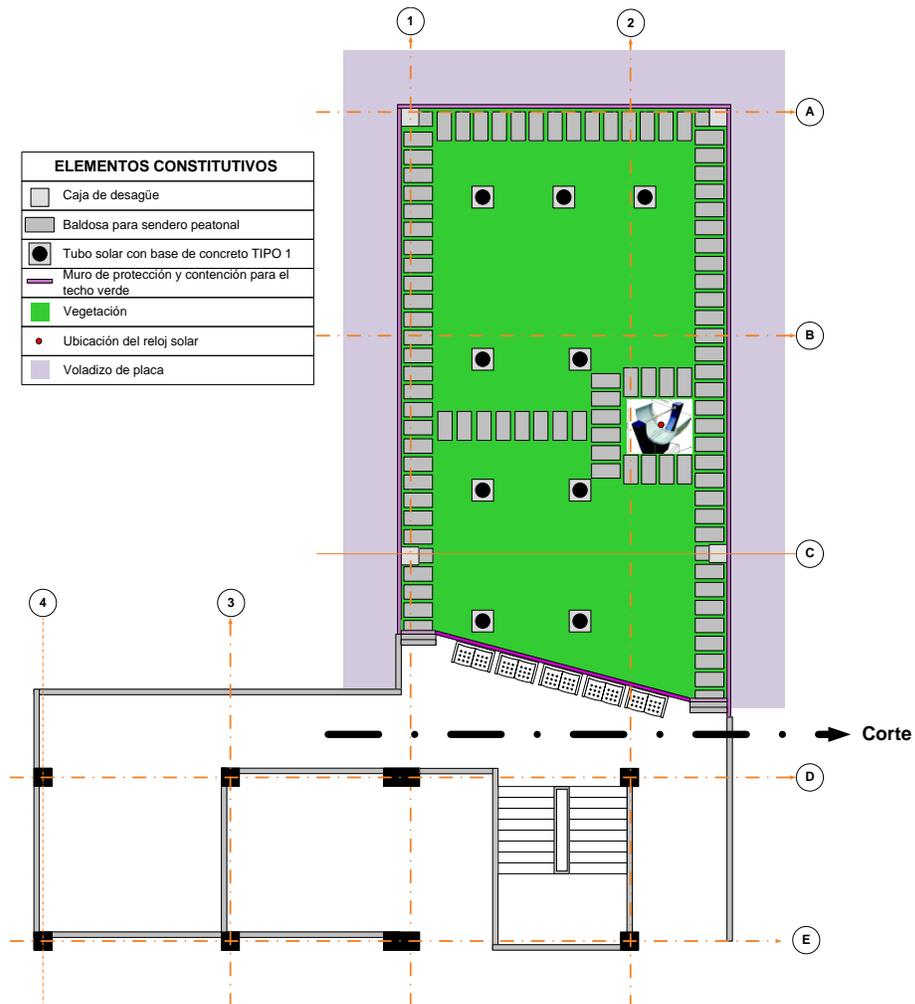


Figura N.1 Cubierta verde 5° piso Edificio Eléctrica.

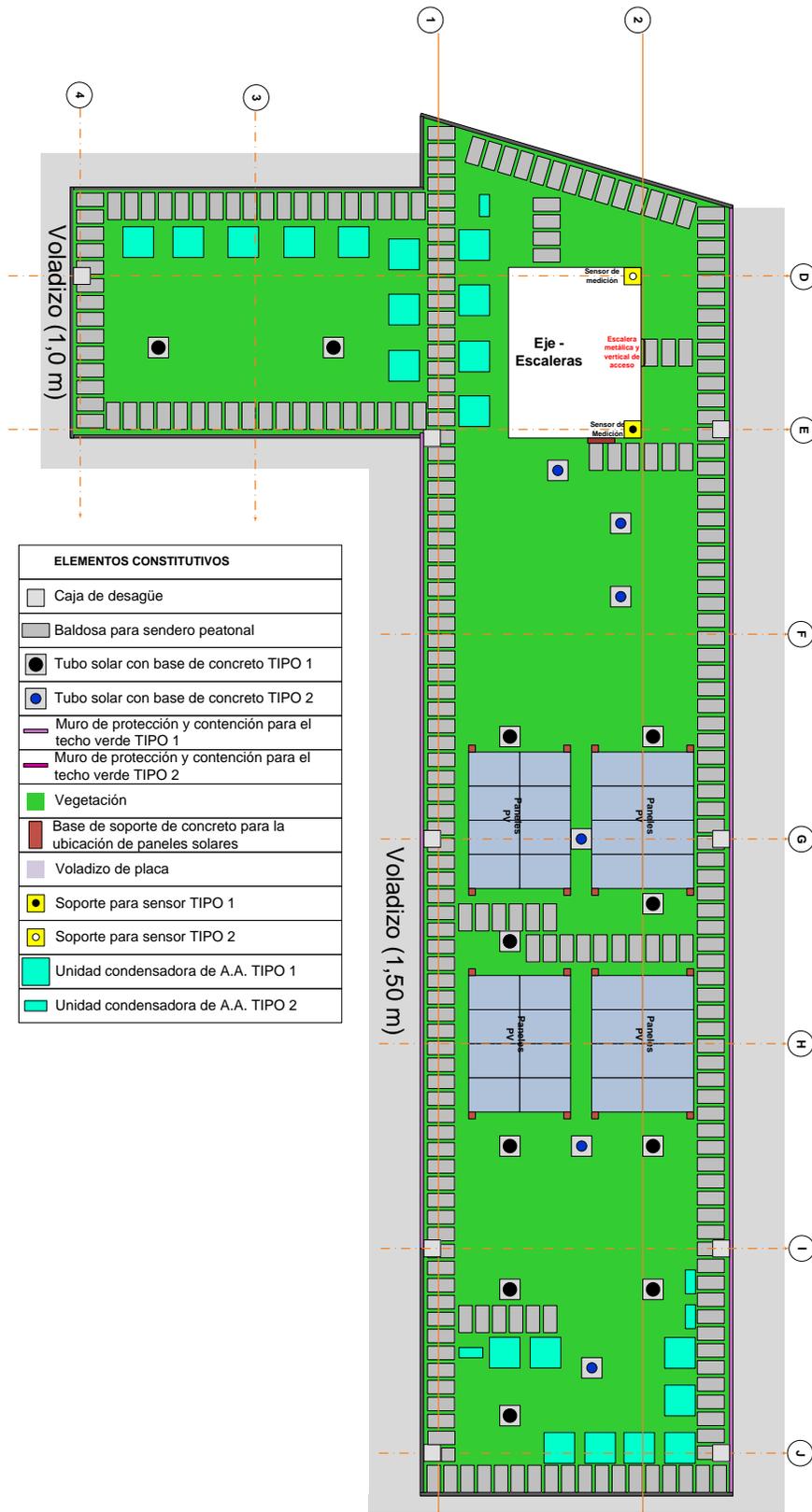


Figura N.2 Cubierta verde 5° piso Edificio Eléctrica.

## ANEXO Ñ. CÁLCULO DE LAS NECESIDADES ACUÍFERAS DE RIEGO DEL COMPLEJO E3T

---

Inicialmente, se estima el número de días en los cuales se requerirá de riego sobre la cubierta verde, denominados días críticos (DC). Esto se realiza con base en el número de días del mes (NDM), la precipitación mensual (PM) y en la ET diaria del mes (ET<sub>dm</sub>).

$$DC = NDM - PM/ET_{dm} \quad (\tilde{N}.1)$$

Posteriormente, se define el número de riegos que serán necesarios al mes (RM); para este caso, se definió un total de tres riegos por semana.

$$RM = DC * (3/7) \quad (\tilde{N}.2)$$

A continuación se establece el nivel de agua a suministrarse en cada riego (NAR). Se utiliza un factor de 300% para compensar el agua drenada por la cubierta verde.

$$NAR = 300\% * ET_{dm} * (7/3) \quad (\tilde{N}.3)$$

Por último, se establecen el nivel (NA) y la cantidad (QA) de agua requeridos por las cubiertas verdes, esta última depende del área (A) de la cubierta verde.

$$NA = RM * NAR = 300\% * DC * ET_{dm} \quad (\tilde{N}.4)$$

$$QA = A * NA \quad (\tilde{N}.5)$$

La tabla Ñ.1 presenta la estimación de las variables antes expuestas para las cubiertas verdes del complejo E3T. En total, se requiere al año una cantidad de 335m<sup>3</sup> para un área de 1 300 m<sup>2</sup> de cubierta verde; es decir, aproximadamente 0,26m<sup>3</sup> de agua por metro cuadrado de superficie.

Tabla N.1. Estimación del requerimiento de agua por riego para las cubiertas verdes del complejo E3T.

VARIABLE		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL	
A	Días mes	[días]	31	28	31	30	31	30	31	30	31	30	31	365	
B	Temperatura	[°C]	30	29	28	27,5	27,1	25	26,1	27,4	28,3	26,6	27,2	28,5	27,6
C	Evapotranspiración	[mm]	106	100	109	100	100	99	109	115	108	102	94	99	1241
D		[mm/día]	3,42	3,57	3,52	3,33	3,23	3,30	3,52	3,71	3,60	3,29	3,13	3,19	3,40
E	Precipitación	[mm]	81	90	121	133	110	112	106	103	98	133	119	73	1 279
F		[mm/día]	2,61	3,21	3,90	4,43	3,55	3,73	3,42	3,32	3,27	4,29	3,97	2,35	3,50
G	Días de lluvia	[días]	10	14	14	17	18	20	24	20	19	18	14	11	199
H	Días no lluvia	[días]	21	14	17	13	13	10	7	11	11	13	16	20	166
I	Días críticos (A-E/D)	[días]	7,3	2,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	3,2	2,8	0,0	0,0	8,1	25,1
J	Riegos al mes (I*3/7)	[-]	4	1	0	0	0	0	0	1	1	0	0	2	9,3
K	ET/riego (3*D*7/3)	[mm]	23,9	25,0	0,0	0,0	0,0	0,0	24,6	26,0	25,2	0,0	0,0	22,4	147,1
L	Consumo	[mm]	75	30	0	0	0	0	9	36	30	0	0	78	258
M		[m <sup>3</sup> ]	97,5	39	0	0	0	0	11,7	46,8	39	0	0	101,4	335,4

Tal como se manifiesta en la figura 3.10, con base en los datos proporcionados por la CDMB, se deben regar las cubiertas verdes en los meses de enero, febrero, julio, agosto, septiembre y diciembre.

Se aclara que el anterior procedimiento se aplica con el fin de estimar el requerimiento anual por riego. Se tiene que en realidad cada mes deban regarse las cubiertas verdes.



Ahora, también debe considerarse la representatividad de cada género, ya que el uso de algunos servicios varía en función de éste. En el caso de la E3T, el 20% de la población son mujeres.

## ANEXO P. CUANTIFICACIÓN DEL CONSUMO DE AGUA POR SERVICIOS COMUNES

A continuación se presenta el cálculo mensual del consumo de agua por servicios comunes, considerando un enfoque tradicional y un enfoque de uso racional del agua. Para esta estimación se ha considerado un actividad académica baja en los meses de enero y diciembre.

Tabla P.1. Cálculo del consumo de agua en puntos húmedos de servicio general a partir de técnicas estándar.

DESCRIPCIÓN	SANITARIOS		URINALES	LAVAMANOS		BEBIDA	DUCHA	TOTAL [m <sup>3</sup> ]	
	Mujeres	Hombres		Mujeres	Hombres				
MES	Litros/uso	5,0	5,0	1,0	0,5	0,5	0,25	50,0	
	usos/días	2,0	1,0	2,0	3,0	3,0	2,0	1,0	
	Litros/día	10,0	5,0	2,0	1,5	1,5	0,50	50,0	
ENERO	Población	15	5	5	15	5	-	-	2,15
	Días	10							
	Total [m <sup>3</sup> ]	1,50	0,25	0,10	0,23	0,08	0,00	0,00	
FEBRERO	Población	150	600	600	150	600	750	10	144,00
	Días	20							
	Total [m <sup>3</sup> ]	30,00	60,00	24,00	4,50	18,00	7,50	10,00	
MARZO	Población	150	600	600	150	600	750	10	144,00
	Días	20							
	Total [m <sup>3</sup> ]	30,00	60,00	24,00	4,50	18,00	7,50	10,00	
ABRIL	Población	150	600	600	150	600	750	10	144,00
	Días	20							
	Total [m <sup>3</sup> ]	30,00	60,00	24,00	4,50	18,00	7,50	10,00	
MAYO	Población	150	600	600	150	600	750	10	144,00
	Días	20							
	Total [m <sup>3</sup> ]	30,00	60,00	24,00	4,50	18,00	7,50	10,00	
JUNIO	Población	150	600	600	150	600	750	10	144,00
	Días	20							
	Total [m <sup>3</sup> ]	30,00	60,00	24,00	4,50	18,00	7,50	10,00	
JULIO	Población	150	600	600	150	600	750	10	144,00
	Días	20							
	Total [m <sup>3</sup> ]	30,00	60,00	24,00	4,50	18,00	7,50	10,00	
AGOSTO	Población	150	600	600	150	600	750	10	144,00
	Días	20							
	Total [m <sup>3</sup> ]	30,00	60,00	24,00	4,50	18,00	7,50	10,00	
SEPTIEMBRE	Población	150	600	600	150	600	750	10	144,00
	Días	20							
	Total [m <sup>3</sup> ]	30,00	60,00	24,00	4,50	18,00	7,50	10,00	
OCTUBRE	Población	150	600	600	150	600	750	10	144,00
	Días	20							
	Total [m <sup>3</sup> ]	30,00	60,00	24,00	4,50	18,00	7,50	10,00	
NOVIEMBRE	Población	150	600	600	150	600	750	10	144,00
	Días	20							
	Total [m <sup>3</sup> ]	30,00	60,00	24,00	4,50	18,00	7,50	10,00	
DICIEMBRE	Población	15	5	5	15	5			2,15
	Días	10							

	Total [m <sup>3</sup> ]	1,50	0,25	0,10	0,23	0,08	0,00	0,00	
TOTAL ANUAL [m <sup>3</sup> ]		303,0	600,5	240,2	45,5	180,2	75,0	100,0	1 444,30

El consumo de agua anual a casi 1 450m<sup>3</sup>. Adicionalmente, se tiene que los consumos asociados a servicios de lavaplatos y aseo serían de 3m<sup>3</sup> y 50m<sup>3</sup> respectivamente, para un total de consumo de aproximadamente de 1 500m<sup>3</sup>.

Tabla D.2. Cálculo del consumo de agua en puntos húmedos de servicio general a partir de técnicas de ahorro.

DESCRIPCIÓN	SANITARIOS		URINALES	LAVAMANOS		BEBIDA	DUCHA	TOTAL [m <sup>3</sup> ]	
	Mujeres	Hombres		Mujeres	Hombres				
MES	Litros/uso	3,0	4,0	0,0	0,3	0,3	0,25	30,0	
	usos/días	2,0	1,0	2,0	3,0	3,0	2,0	1,0	
ENERO	Litros/día	6,0	4,0	0,0	0,9	0,9	0,50	30,0	
	Población	15	5	5	15	5	-	-	
FEBRERO	Días	10							1,28
	Total [m <sup>3</sup> ]	0,90	0,20	0,00	0,14	0,05	0,00	0,00	
MARZO	Población	150	600	600	150	600	750	10	
	Días	20							93,00
ABRIL	Total [m <sup>3</sup> ]	18,00	48,00	0,00	2,70	10,80	7,50	6,00	
	Población	150	600	600	150	600	750	10	
MAYO	Días	20							93,00
	Total [m <sup>3</sup> ]	18,00	48,00	0,00	2,70	10,80	7,50	6,00	
JUNIO	Población	150	600	600	150	600	750	10	
	Días	20							93,00
JULIO	Total [m <sup>3</sup> ]	18,00	48,00	0,00	2,70	10,80	7,50	6,00	
	Población	150	600	600	150	600	750	10	
AGOSTO	Días	20							93,00
	Total [m <sup>3</sup> ]	18,00	48,00	0,00	2,70	10,80	7,50	6,00	
SEPTIEMBRE	Población	150	600	600	150	600	750	10	
	Días	20							93,00
OCTUBRE	Total [m <sup>3</sup> ]	18,00	48,00	0,00	2,70	10,80	7,50	6,00	
	Población	150	600	600	150	600	750	10	
NOVIEMBRE	Días	20							93,00
	Total [m <sup>3</sup> ]	18,00	48,00	0,00	2,70	10,80	7,50	6,00	
DICIEMBRE	Población	15	5	5	15	5			
	Días	10							1,28
TOTAL ANUAL [m <sup>3</sup> ]		181,8	480,4	0,0	27,3	108,1	75,0	60,0	

# ANEXO Q. MODELADO MATEMÁTICO Y ANÁLISIS DEL SISTEMA HIDRO-SANITARIO

A continuación se presenta la identificación de flujos del sistema hidro-sanitario del complejo E3T.

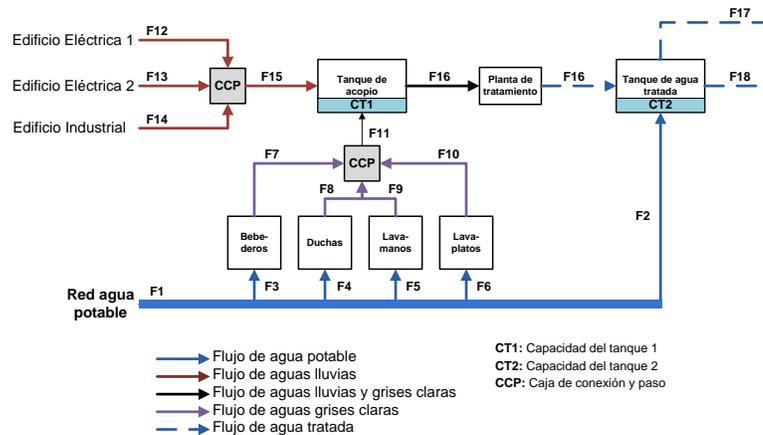


Figura Q.1. Identificación de flujo del sistema hidro-sanitario para el uso racional de la energía en el complejo E3T.

El modelado matemático de los flujos identificados se tiene a continuación.

Tabla Q.1. Modelado matemático de los flujos identificados para valores diarios.

FLUJO	SIGNIFICADO	CALCULO [litros]	
		Días académicos	Días no académicos
F1	Cantidad total de agua potable consumida	$F1 = F2 + F3 + F4 + F5$	
F2	Cantidad de agua potable para riego y sanitarios	$F2 = F17 + F18 - F16 - CT2$ ; Si $F17 + F18 > F16 + CT2$ $F2 = 0$ ; Si $F17 + F18 < F16 + CT2$	
F3	Cantidad de agua potable para bebederos	$F3 = 0,5 * N_{personasTC}$	$F3 = 0$
F4	Cantidad de agua potable para duchas	$F4 = 0,4 * N_{personasTC}$	$F4 = 0$
F5	Cantidad de agua para lavamanos	$F5 = 0,2 * N_{personasTC}$	$F5 = 0$
F6	Cantidad de agua para lavaplatos	$F6 = 0,9 * N_{personasTC}$	$F6 = 0$
F7	Cantidad de agua gris de bebederos	$F7 = 10\% * F3$	$F7 = 0$
F8	Cantidad de agua gris de duchas	$F8 = 90\% * F4$	$F8 = 0$
F9	Cantidad de agua gris de lavamanos	$F9 = 60\% * F5$	$F9 = 0$

F10	Cantidad de agua de lavaplatos	$F10=70\%*F6$	$F10=0$
F11	Cantidad total de agua gris clara	$F11=F7+F8+F9+F10$	$F12=0$
F12	Cantidad de agua lluvia del Edificio Eléctrica 1	$F12= C_{EE1} * A_{EE1} * Ppd$	
F13	Cantidad de agua lluvia del Edificio Eléctrica 2	$F13= C_{EE2} * A_{EE2} * Ppd$	
F14	Cantidad de agua lluvia del Edificio Industrial	$F14= C_{EI} * A_{II} * Ppd$	
F15	Cantidad total de agua lluvia	$F15=F12+F13+F14$	
F16	Cantidad de agua tratada	$F16=$ Capacidad de la planta de tratamiento	
F17	Cantidad de agua para riego	$F17=3,4*(A_{EE1}+A_{EE2})$ ; Si se está en verano $F17=0$ ; Si se está en invierno	
F18	Cantidad de agua para sanitarios	$F18=4,4* N_{personasTC}$	$F18=0$

## COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA PARA EL EDIFICIO ELÉCTRICA

El Edificio Eléctrica tendrá en su costado occidental el sistema de tratamiento de aguas. Estará compuesto por un tanque de acopio, una planta de tratamiento y un tanque de almacenamiento para el agua tratada.

Para determinar la capacidad de los tanques se realizó el análisis del sistema para diferentes valores. Con base en ello, se estableció que el tanque 1 debiese ser de 20m<sup>2</sup> y el tanque 2 de 30m<sup>2</sup>.

Las figuras Q.2, Q.3 y Q.4 muestran un comportamiento mensual esperado del sistema considerando solo el Edificio Eléctrica bajo las condiciones promedio, de lluvia y de sequía.

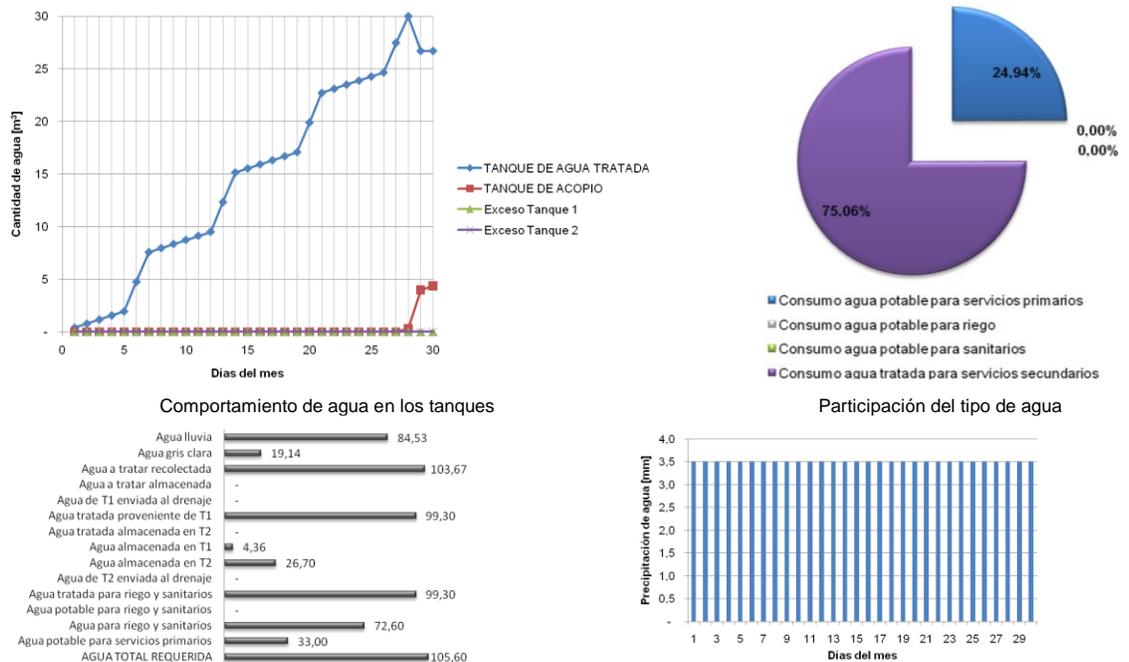
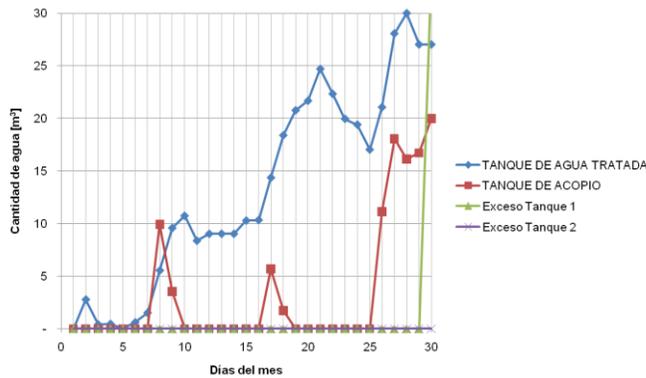
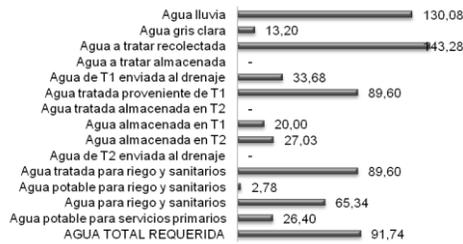


Figura Q.2. Comportamiento del sistema para el Edificio Eléctrica en un mes promedio.



Comportamiento de agua en los tanques

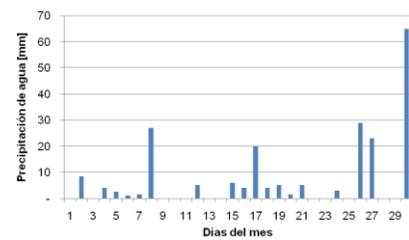


Valores totales de agua

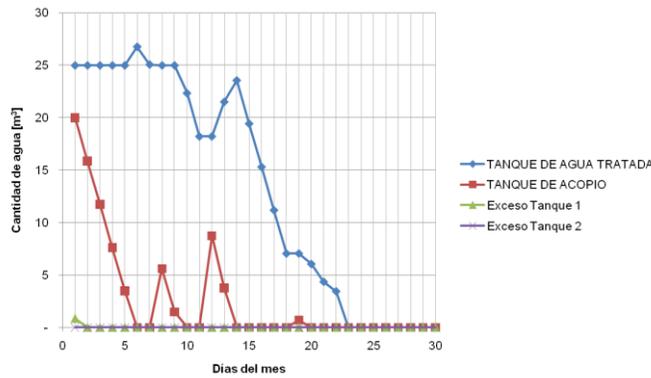
Figura Q.3. Comportamiento del sistema para el Edificio Eléctrica en un mes lluvioso.



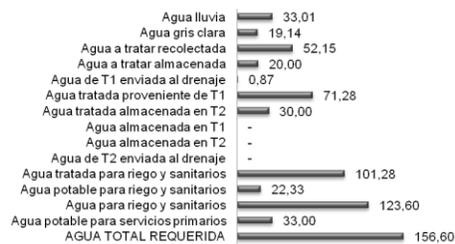
Participación del tipo de agua



Precipitación del mes



Comportamiento de agua en los tanques

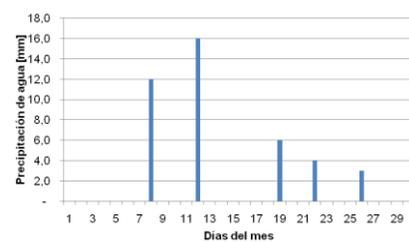


Valores totales de agua

Figura Q.4. Comportamiento del sistema para el Edificio Eléctrica en un mes seco.



Participación del tipo de agua



Precipitación del mes

## COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA PARA EL COMPLEJO E3T

A parte de la infraestructura del Edificio Eléctrica, el Edificio Eléctrica 2 tendrá en su sótano dos tanques, uno de acopio y otro de almacenamiento para el agua tratada. Sus valores se determinaron con base en el volumen total de agua a almacenar en los tanques tipo 1 y tipo 2.

Las figuras Q.5, Q.6 y Q.7 muestran un comportamiento mensual esperado del sistema bajo las condiciones promedio, de lluvia y de sequía.

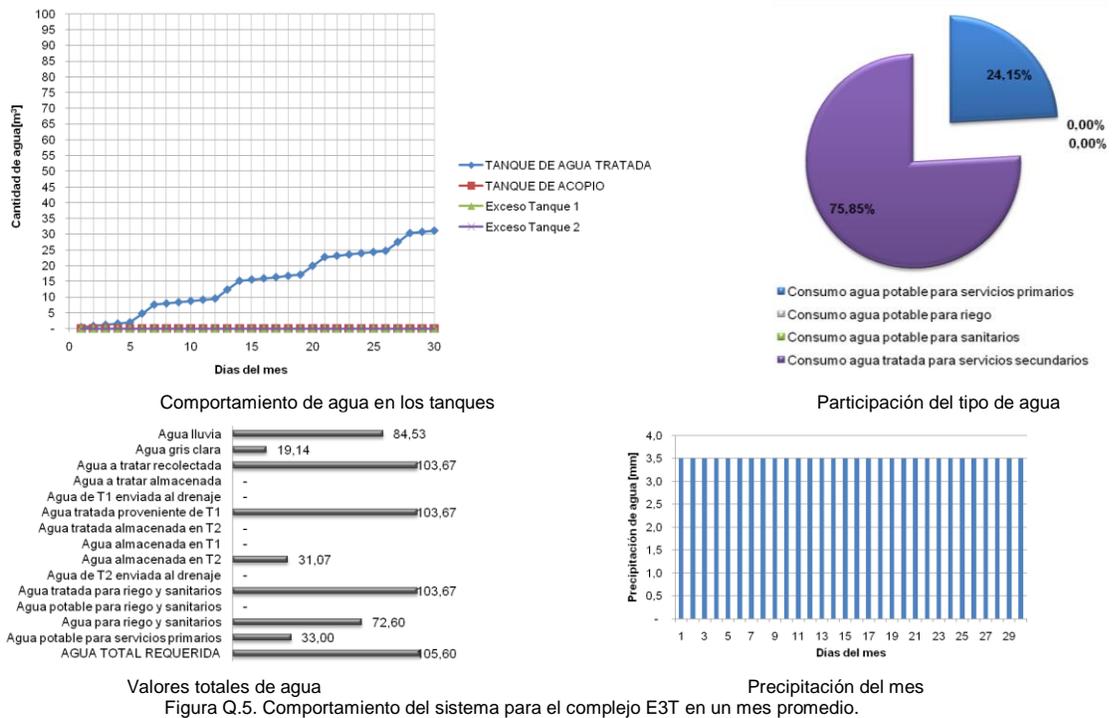
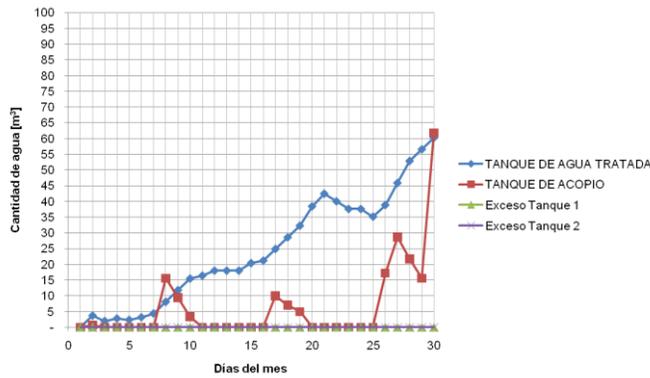


Figura Q.5. Comportamiento del sistema para el complejo E3T en un mes promedio.

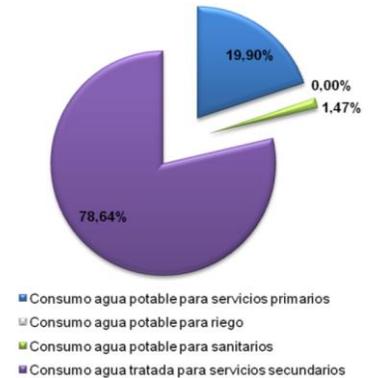


Comportamiento de agua en los tanques

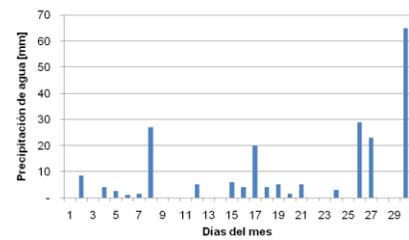


Valores totales de agua

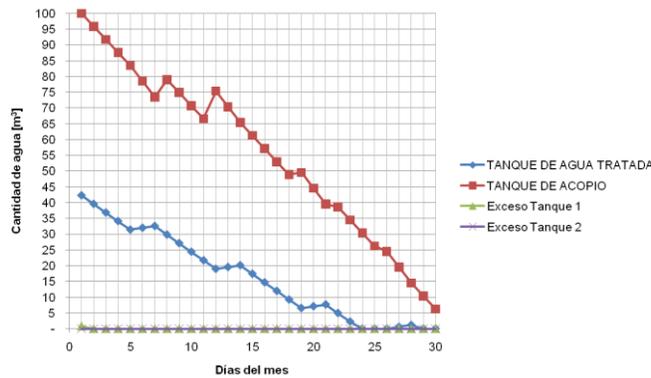
Figura Q.6. Comportamiento del sistema para el complejo E3T en un mes lluvioso.



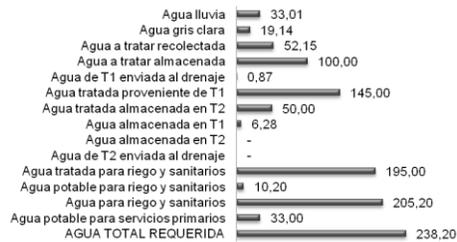
Participación del tipo de agua



Precipitación del mes



Comportamiento de agua en los tanques

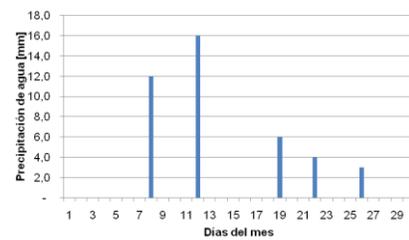


Valores totales de agua

Figura Q.7. Comportamiento del sistema para el complejo E3T en un mes seco.



Participación del tipo de agua



Precipitación del mes



## ANEXO R. Generalidades sobre sistemas luz día

---

La luz día fue un concepto manejado por los arquitectos en la antigüedad; sin embargo, la disponibilidad de la energía eléctrica en el siglo XX y de los dispositivos de iluminación artificial de bajo costo y fácil instalación, tuvo como consecuencia, la masificación de edificaciones sin aprovechamiento de luz natural.

En los últimos años, la importancia de tales sistemas ha sido revalidada a partir del alza de la arquitectura bioclimática, tal como lo expone la metodología establecida en los manuales ICARO<sup>31</sup>.

### CONSIDERACIONES SOBRE LOS SISTEMAS LUZ DÍA

Los sistemas de iluminación luz día buscan direccionar la luz natural hacia el interior de los espacios de la edificación y de esta manera disminuir el consumo de energía eléctrica debido a la iluminación artificial durante el periodo del día con horas sol.

De igual manera, son objeto de estos sistemas, proveer sombreado y evitar el deslumbramiento y el calentamiento de los espacios por la radiación solar directa entrante [1]. Sus dos grandes ventajas son la reducción del consumo de energía eléctrica y el mejoramiento en la calidad del ambiente interior [2].

El diseño del sistema se basa en dos aspectos: aberturas (localización, tamaño y forma) y el control de la radiación solar [1].

En el caso tropical, el sistema deberá: (1) Proveer luz natural a los espacios, aún a pesar de una condición de cielo nublado, (3) Controlar y re-direccionar la luz solar en condición de cielo soleado, (4) Incrementar el nivel de iluminación natural

---

<sup>31</sup> Metodología desarrollada por la Universidad de Las Palmas de Gran Canaria, que trata sobre el diseño bioclimático de edificaciones.

cuando existen obstrucciones en las aberturas tradicionales, y (5) Transportar luz natural a espacios sin ventanas.

### **Luz día disponible**

Para determinar el potencial de este recurso, se deben tener en cuenta la distribución de iluminación del Sol, el cielo, los edificios y el suelo circundante [1]. Según la capacidad existente, se deberán definir las características del sistema de iluminación natural.

La disponibilidad de luz día depende fuertemente de la latitud y de la orientación de la edificación [1]. En el trópico, se busca controlar el deslumbramiento y el sobrecalentamiento por el posible exceso de radiación entrante en la edificación. El Anexo D presenta definiciones y describe la fundamentación para comprender el comportamiento solar.

### **Condiciones de cielo**

El sistema debe funcionar de forma correcta en condiciones de cielo cubierto<sup>32</sup> y despejado<sup>33</sup>. Las cuales se generan por el movimiento solar diario, la época del año y el movimiento de las nubes, y describen la fluctuación de la radiación solar.

En condiciones de cielo cubierto, ventanas y claros en los techos son los indispensables para distribuir la luz natural a los espacios interiores. Aunque en condiciones de día soleado podrían generar resplandor y sobrecalentamiento. Por ello, se deben integrar estrategias como parasoles, con el fin de controlar el comportamiento de la radiación solar sobre las aberturas.

### **Orientación.**

La orientación de la edificación determina de manera significativa la ganancia de calor y el grado de oscurecimiento de los espacios interiores. Es definida generalmente por restricciones debido a la ubicación de edificaciones aledañas. Para el caso tropical, se recomienda una composición arquitectónica alargada en el sentido este-oeste.

### **Posición del sistema**

---

<sup>32</sup> Se dice que hay cielo cubierto cuando las nubes obstruyen la visibilidad del Sol, y la iluminación natural se debe sólo a las componentes de radiación difusa y radiación reflejada.

<sup>33</sup> Se dice que hay cielo despejado cuando el haz de radiación solar directa alcanza la superficie de trabajo.

Según la posición del sistema, este puede ser de tipo luz techo (e.g. claraboya), unilateral (una fachada) o multilateral (dos o más fachadas). Lo cual indica que será parte de la envolvente de la edificación, razón por la que debe concebirse desde el diseño arquitectónico.

La parte superior de los edificios puede ser aprovechada a partir de atrios y/o patíos interiores para la iluminación de espacios inferiores.

Las estrategias unilaterales son limitadas para la distribución de luz, sobre todo en condiciones de cielo nublado; por tal razón, es conveniente una iluminación desde varias direcciones.

Las estrategias más comunes para incrementar el nivel de iluminación en el espacio son el uso de ventanas en diferentes paredes y el uso combinado de ventanas y aberturas en la parte superior de la pared.

## **TECNOLOGÍAS PARA LA ILUMINACIÓN NATURAL**

Un sistema de iluminación natural está conformado por varias tecnologías luz día. Su selección tecnológica depende principalmente de funcionalidad, estética y costos.

### **Ventana**

La ventana es el elemento por excelencia de la iluminación natural. Su desempeño depende de la disponibilidad de luz día que envuelve la edificación, y de su tamaño y ubicación, porque definen el potencial de luz día a utilizar. Se considera como zona de iluminación natural la contenida entre la ventana y dos veces la altura máxima de la misma [1].

### **Clasificación de tecnologías luz día**

Las tecnologías pueden ser clasificadas de acuerdo a la luz fuente, tal como se muestra en la Figura R.1, al considerar el uso primario de la radiación difusa o la radiación directa, su redirección, dispersión o transporte. Adicionalmente, pueden clasificarse de acuerdo a su ubicación, posición, función y capacidad de movimiento, tal como se muestra en la Tabla R.1.

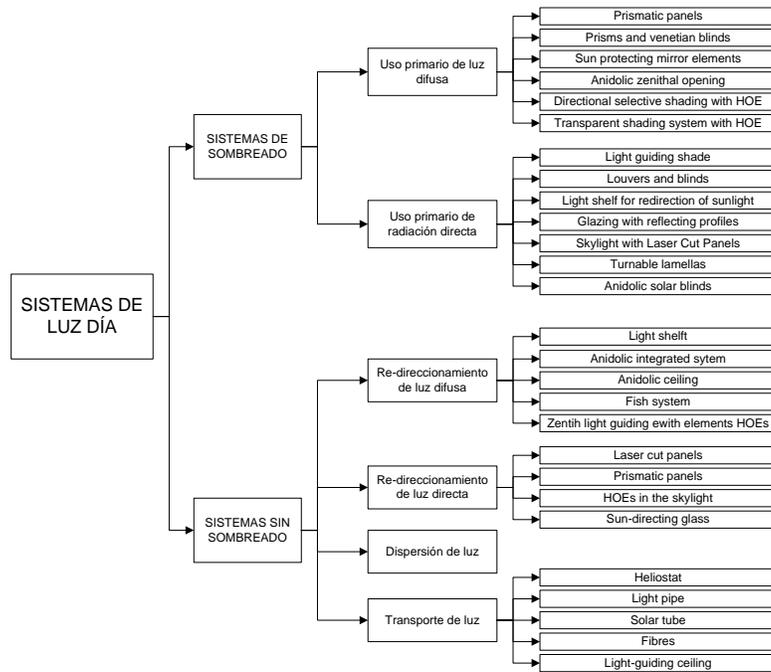


Figura R.1. Tecnologías luz día según el tipo de fuente y tratamiento de la luz.

Tabla R.1. Criterios de clasificación de tecnologías luz día.

CRITERIO	CLASIFICACIÓN
Ubicación con respecto a la envolvente	Exterior, en la ventana, en el interior, combinado
Posición	Cenital (techo), lateral, transportada (e.g. tubo solar)
Función	Protección a deslumbramiento, sombreado solar, re-direccionamiento, transporte de luz, uniformidad de la luz día, estética, térmica
Capacidad de movimiento	Fijo, ajustable, seguimiento solar

## ANEXO S. Nivel de obstrucción en las fachadas del Edificio Eléctrica II

A continuación se muestran las vistas panorámicas de las obstrucciones por fachadas y presentan los factores de penalización por obstrucción por fachada.

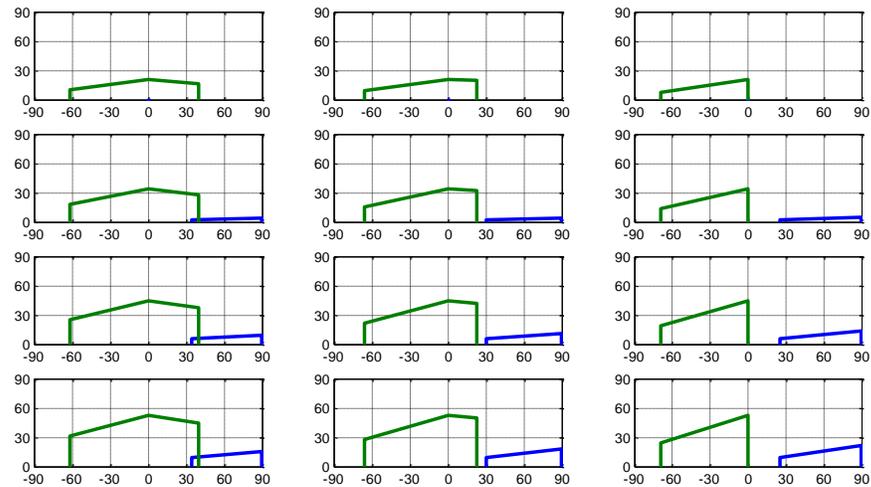


Figura S.1. Vista panorámica de la fachada Este del Edificio Eléctrica II (Edificios de Ingeniería Industrial y del Instituto de Lenguas).

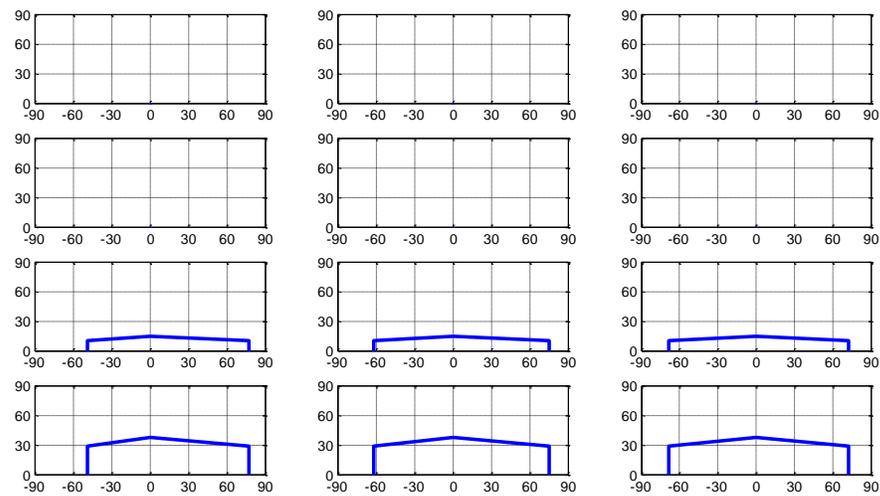


Figura S.2. Vista panorámica de la fachada Oeste del Edificio Eléctrica II (Edificio Hidráulica y Arborización).

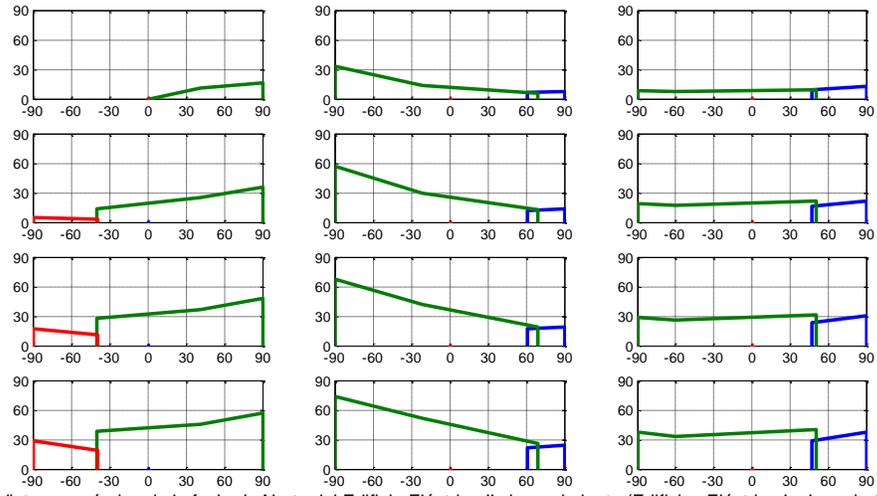


Figura S.3. Vista panorámica de la fachada Norte del Edificio Eléctrica II sin corrimiento (Edificios Eléctrica I e Ingeniería Industrial y Arborización).

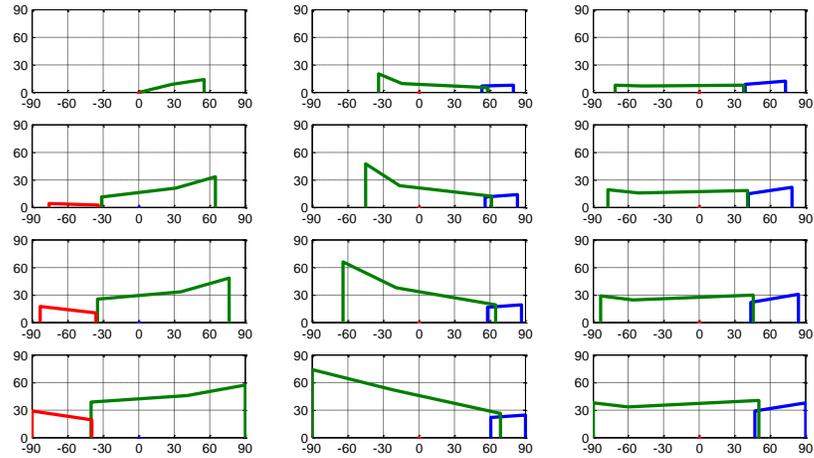


Figura S.4. Vista panorámica de la fachada Norte del Edificio Eléctrica II con corrimiento (Edificios Eléctrica I e Ingeniería Industrial y Arborización).

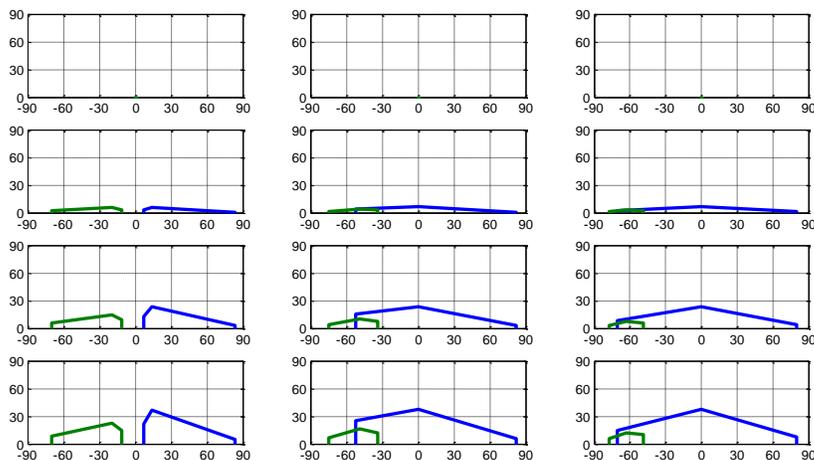


Figura S.5. Vista panorámica de la fachada Sur del Edificio Eléctrica II (Edificios del Instituto de Lenguas y Diseño Industrial y Arborización).

Tabla S.1. Factores de obstrucción o penalización de la fachada norte por la obstrucción de la panorámica.

PISO	A	B	C	PROMEDIO
4	5,2%	14,8%	12,6%	10,9%
3	27,3%	38,4%	29,8%	31,8%
2	49,6%	61,0%	46,4%	52,3%
1	67,5%	76,6%	60,7%	68,3%

Tabla S.2. Factores de obstrucción o penalización de la fachada sur por la obstrucción de la panorámica.

PISO	A	B	C	PROMEDIO
4	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
3	4,9%	6,7%	5,7%	5,8%
2	15,9%	24,2%	21,3%	20,5%
1	25,4%	38,7%	34,3%	32,8%

Tabla S.3. Factores de obstrucción o penalización de la fachada este por la obstrucción de la panorámica.

PISO	A	B	C	PROMEDIO
4	20,8%	18,4%	13,3%	17,5%
3	34,1%	29,8%	21,5%	28,5%
2	44,2%	38,3%	27,5%	36,7%
1	51,5%	44,4%	31,8%	42,6%

Tabla S.4. Factores de obstrucción o penalización de la fachada oeste por la obstrucción de la panorámica.

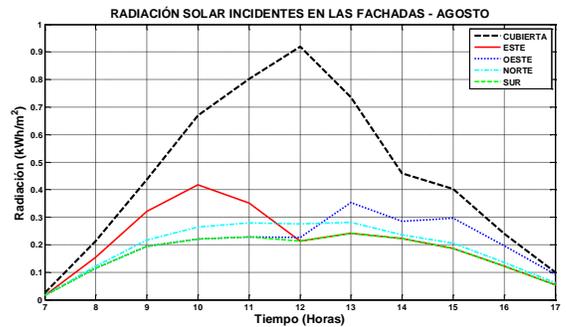
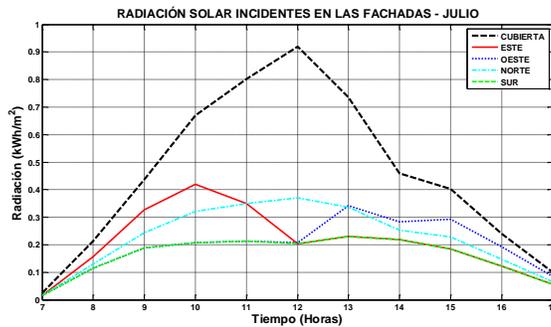
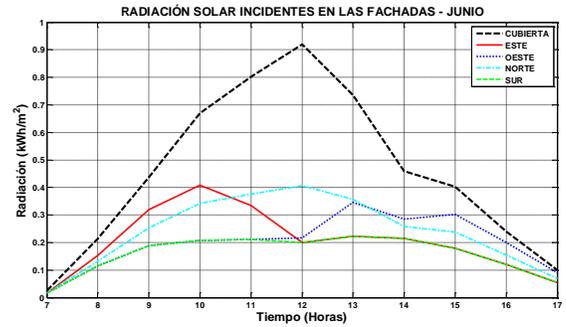
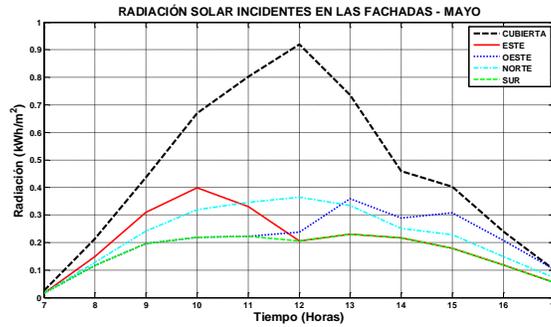
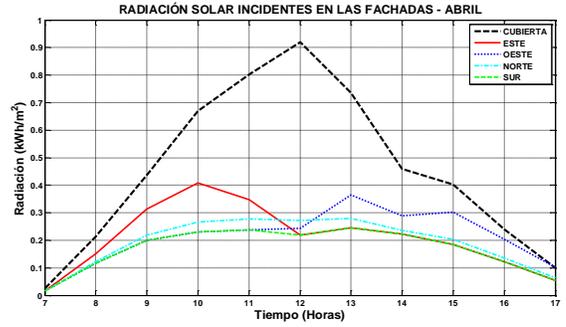
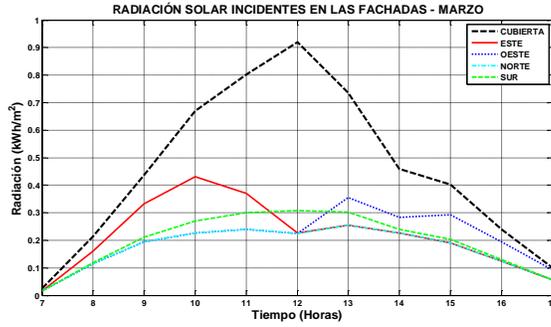
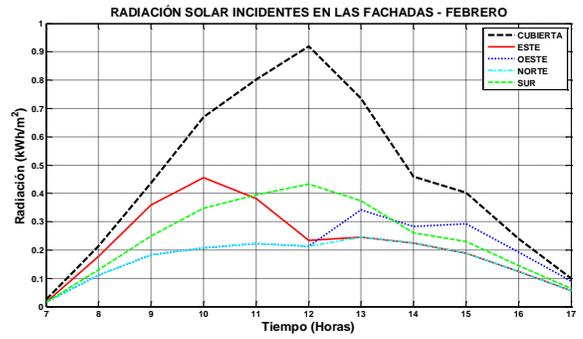
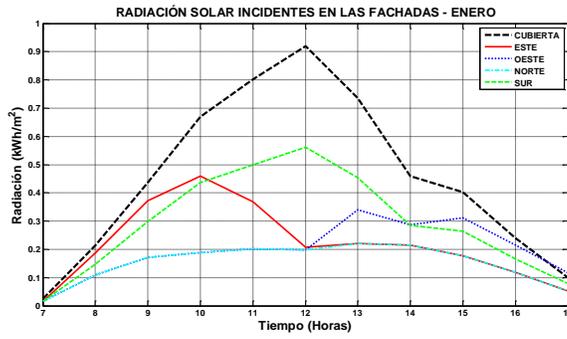
PISO	A	B	C	PROMEDIO
4	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
3	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2	17,5%	18,7%	19,1%	18,4%
1	45,3%	48,5%	49,4%	47,7%

## ANEXO T. Determinación de la radiación cielo cubierto

A continuación se presenta información para la determinación de la radiación de cielo cubierto, tal como: posición solar horaria y radiación solar incidente en las fachadas para cada mes del año.

Tabla T.1. Posición solar horaria para el día 21 de cada mes.

MES	POSICIÓN	HORA										
		7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
ENERO	Azimet (°)	-67,9	-64,1	-57,9	-47,4	-29,4	-1,5	27,0	46,1	57,1	63,6	67,6
	Altura solar (°)	10,8	24,4	37,4	49,3	58,7	62,8	59,4	50,4	38,7	25,7	12,1
FEBRERO	Azimet (°)	-77,3	-74,2	-69,2	-60,5	-42,7	-5,0	36,8	57,9	67,8	73,3	76,8
	Altura solar (°)	11,7	26,1	40,3	53,8	65,6	72,0	67,6	56,5	43,2	29,1	14,7
MARZO	Azimet (°)	-88,0	-85,8	-82,8	-77,8	-65,0	-0,5	64,8	77,7	82,8	85,8	88,0
	Altura solar (°)	14,8	29,7	44,5	59,2	73,3	82,8	73,5	59,3	44,6	29,8	14,9
ABRIL	Azimet (°)	-99,9	-99,2	-99,4	-101,3	-110,3	154,6	106,0	100,5	99,2	99,3	100,2
	Altura solar (°)	18,2	32,8	47,5	62,2	76,6	85,1	72,5	58,0	43,3	28,6	13,9
MAYO	Azimet (°)	-108,8	-109,3	-111,9	-118,8	-138,6	168,5	128,6	115,4	110,6	108,9	108,9
	Altura solar (°)	19,1	33,2	47,1	60,6	72,5	76,8	68,5	55,7	42,0	28,0	13,9
JUNIO	Azimet (°)	-112,4	-113,2	-116,3	-124,0	-143,1	175,0	137,6	121,8	115,4	112,9	112,4
	Altura solar (°)	18,0	31,7	45,2	58,2	69,2	73,6	67,2	55,6	42,5	28,9	15,2
JULIO	Azimet (°)	-109,5	-109,8	-112,1	-118,2	-135,0	178,7	133,9	117,8	111,9	109,8	109,5
	Altura solar (°)	16,8	30,8	44,7	58,3	70,4	76,5	69,9	57,7	44,2	30,2	16,2
AGOSTO	Azimet (°)	-100,8	-100,2	-100,5	-102,7	-112,0	169,1	109,6	102,2	100,4	100,2	101,0
	Altura solar (°)	17,1	31,8	46,4	61,0	75,3	84,7	73,4	59,0	44,4	29,7	15,1
SEPTIEMBRE	Azimet (°)	-88,7	-86,5	-83,5	-78,1	-62,2	30,8	72,6	81,2	85,1	87,6	89,6
	Altura solar (°)	18,6	33,5	48,3	63,0	77,1	82,9	70,5	55,9	41,2	26,3	11,4
OCTUBRE	Azimet (°)	-76,4	-72,6	-66,3	-54,3	-27,8	18,1	49,9	64,1	71,4	75,6	78,4
	Altura solar (°)	18,8	33,2	47,1	60,1	70,2	71,5	62,9	50,3	36,5	22,3	7,7
NOVIEMBRE	Azimet (°)	-66,9	-62,3	-54,7	-41,7	-19,4	10,9	36,3	51,6	60,5	65,8	69,1
	Altura solar (°)	16,4	29,8	42,6	53,7	61,5	62,6	56,5	46,1	33,7	20,4	6,6
DICIEMBRE	Azimet (°)	-63,9	-59,5	-52,4	-40,6	-21,6	4,3	28,6	45,1	55,1	61,2	64,9
	Altura solar (°)	12,9	26,0	38,4	49,3	57,1	59,4	55,0	46,0	34,5	21,9	8,6



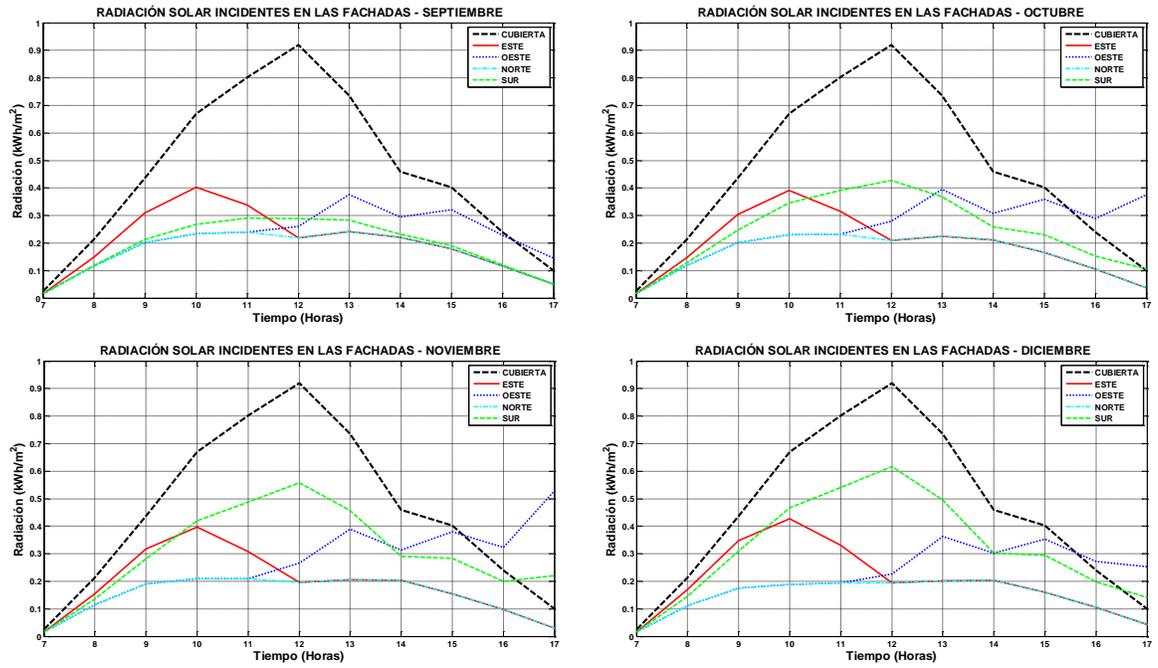


Figura S.1. Radiación incidentes por fachada por mes.

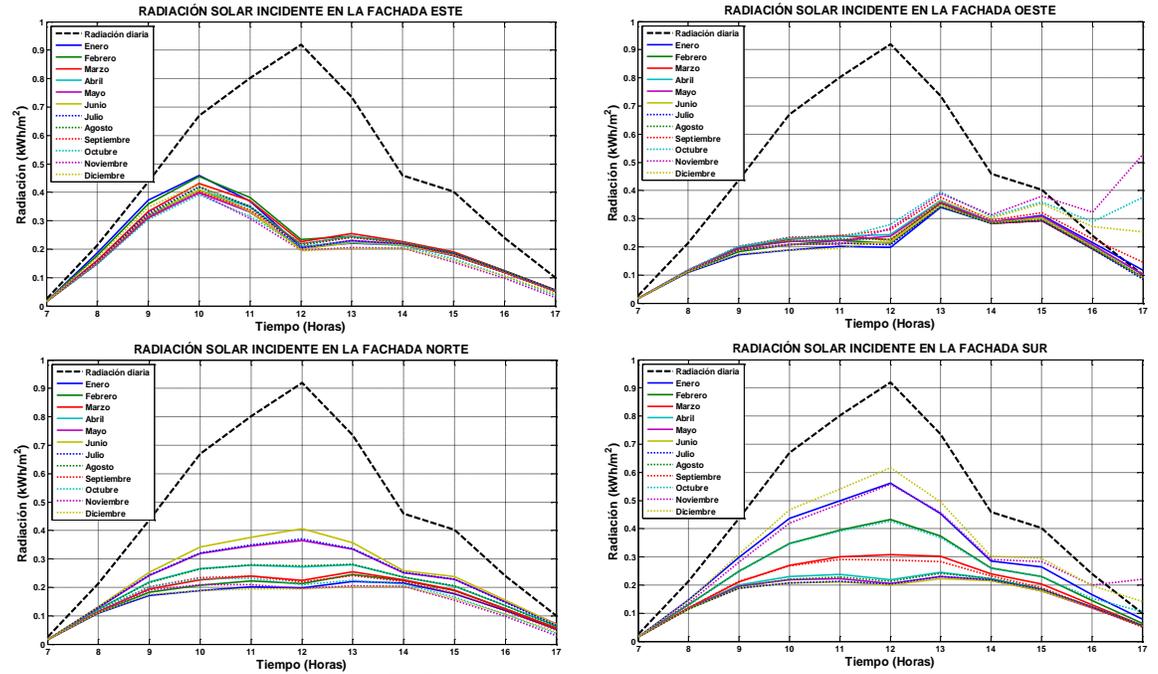
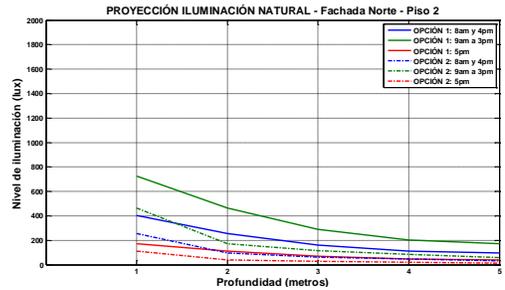
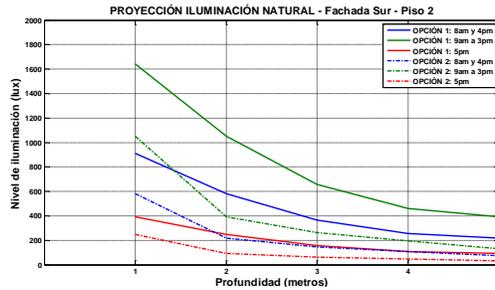
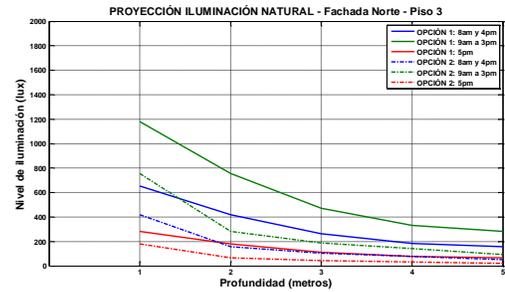
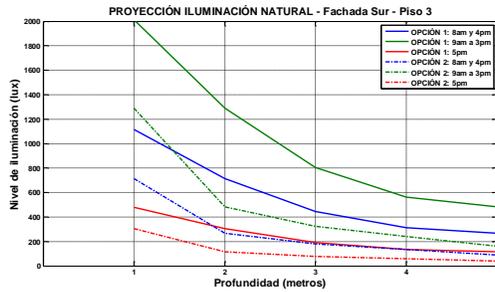
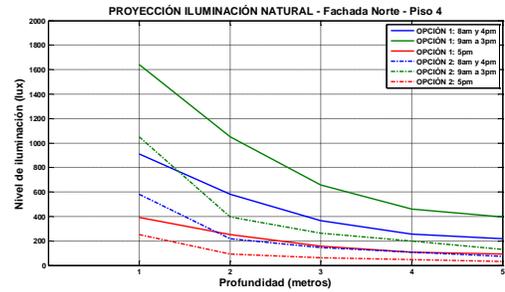
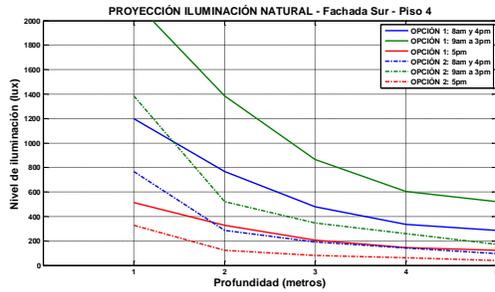


Figura T.1. Radiación incidentes por fachada durante el año.

# ANEXO U. Nivel de iluminación natural al interior de los espacios

A continuación se presenta el comportamiento del nivel de iluminación natural al interior de los espacios cercanos a las fachadas. Tal nivel es analizado por piso.



ANEXO U. Nivel de iluminación natural al interior de los espacios.

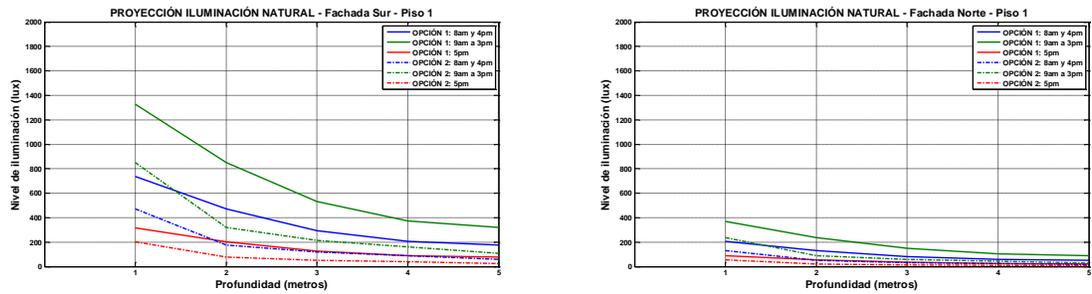


Figura U.1. Nivel de iluminación natural para los espacios de las fachadas este y oeste.

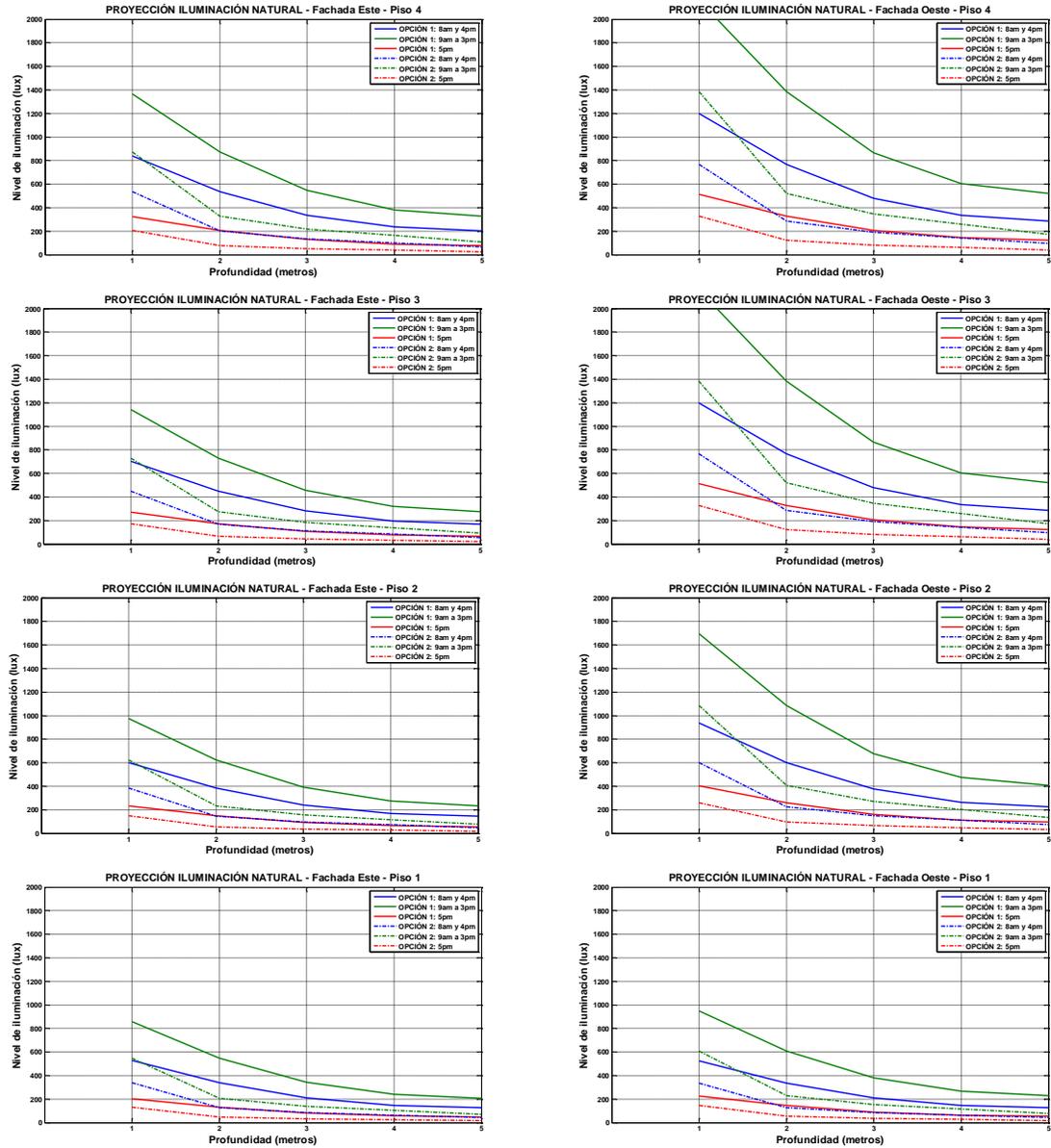


Figura U.2. Nivel de iluminación natural para los espacios de las fachadas este y oeste.

## ANEXO V. Inversión inicial de las aplicaciones sostenibles diseñadas

A continuación se presenta la inversión demandada por cada una de las aplicaciones sostenibles diseñada.

Tabla V.1. Inventario de componentes e inversión inicial del subsistema eólico conectado a la red del Edificio Eléctrica I.

ELEMENTO	REFERENCIA	CANTIDAD	VLR UNIDAD	COSTO
<b>Componentes generación, gestión y acondicionamiento</b>				
Turbina HAWT	600W - MAGLEV CXF-200	1 unidad	\$ 8 000 000	\$ 8 000 000
Turbina VAWT	1000W - WIND ARROW	1 unidad	\$ 12 000 000	\$ 12 000 000
Inversor DC/AC grid tie	800W - YITAI Electronics YTP-600	3 unidades	\$ 1 700 000	\$ 5 100 000
Medidor DC	ACREL-Modelo PZ300-DE	1 unidad	\$ 1 250 000	\$ 1 250 000
Medidor AC	SCHNEIDER PowerLogic PM9C	1 unidad	\$ 1 050 000	\$ 1 050 000
<b>SUBTOTAL</b>				<b>\$ 25 100 000</b>
<b>Protecciones</b>				
Breaker (P-N) DC	ABB S802PV-S32	1 unidad	\$ 280 000	\$ 280 000
Breaker (P-N) DC	ABB S802PV-S50	1 unidad	\$ 470 000	\$ 470 000
Breaker (P-N) DC	ABB S802PV-S80	1 unidad	\$ 730 000	\$ 730 000
Breaker mono AC	ABB S201-C20	1 unidad	\$ 100 000	\$ 100 000
Varistor DC P-N-GND	ABB OVR PV 40 600P	1 unidad	\$ 800 000	\$ 800 000
Varistor AC 2F-N-GND	OVR T2 3N 70 275	1 unidad	\$ 550 000	\$ 550 000
<b>SUBTOTAL</b>				<b>\$ 2 930 000</b>
<b>Conductores</b>				
Conductor THW	#2 AWG	144 metros	\$ 12 200	\$ 1 756 800
Conductor THW	#10 AWG	4 metros	\$ 1 100	\$ 4 400
<b>SUBTOTAL</b>				<b>\$ 1 761 200</b>
<b>Ductos</b>				
Ducto PVC	1 1/4"	72 metros	\$ 2 200	\$ 158 400
Ducto PVC	1/2"	2 metros	\$ 1 000	\$ 2 000
<b>SUBTOTAL</b>				<b>\$ 160 400</b>
<b>TOTAL</b>				<b>\$ 29 951 600</b>

Tabla V.2. Inventario de componentes e inversión inicial del subsistema fotovoltaico conectado a la red del Edificio Eléctrica I.

ELEMENTO	REFERENCIA	CANTIDAD	VLR UNIDAD	COSTO
<b>Componentes generación, gestión y acondicionamiento</b>				
Seguidor estático	Estructura de aluminio (12m <sup>2</sup> )	3 unidades	\$ 2 000 000	\$ 6 000 000
Panel solar	225 W	24 unidades	\$ 2 250 000	\$ 54 000 000
Inversor DC/AC grid tie	SMA Suny Boy 1 700	3 unidades	\$ 5 000 000	\$ 15 000 000
Medidor DC	ACREL-Modelo PZ300-DE	1 unidad	\$ 1 250 000	\$ 1 250 000
<b>SUBTOTAL</b>				<b>\$ 76 250 000</b>
<b>Protecciones</b>				
Fusible DC	ABB PV10 12A Gg	3 unidades	\$ 15 000	\$ 45 000
Breaker (P-N) DC	ABB S802PV-S13	3 unidades	\$ 55 000	\$ 165 000
Diodo de bloqueo	15[A]	3 unidades	\$ 25 000	\$ 75 000

**USO RACIONAL DE LA ENERGÍA A PARTIR DEL DISEÑO DE APLICACIONES SOSTENIBLES EN EL EDIFICIO ELÉCTRICA II  
DE LA UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**

*ANEXO V. Inversión inicial de las aplicaciones sostenibles diseñadas.*

Breaker (P-N) DC	ABB S802PV-M32	2	unidades	\$ 290 000	\$ 580 000
Breaker mono AC	ABB S201-C16	3	unidades	\$ 60 000	\$ 180 000
Varistor DC P-N-GND	ABB OVR PV 40 600P	1	unidad	\$ 800 000	\$ 800 000
Varistor AC 2F-N-GND	OVR T2 3N 70 275	1	unidad	\$ 550 000	\$ 550 000
<b>SUBTOTAL</b>					<b>\$ 2 395 000</b>
<b>Conductores</b>					
Conductor USE-2	#10 AWG	90	metros	\$ 3 000	\$ 270 000
Conductor THW	#6 AWG	80	metros	\$ 3 000	\$ 240 000
Conductor THW	#10 AWG	36	metros	\$ 1 100	\$ 39 600
<b>SUBTOTAL</b>					<b>\$ 549 600</b>
<b>Ductos</b>					
Ducto EMT	1/2"	15	metros	\$ 8 100	\$ 121 500
Ducto PVC	1"	20	metros	\$ 1 800	\$ 36 000
Ducto PVC	1/2"	12	metros	\$ 1 000	\$ 12 000
<b>SUBTOTAL</b>					<b>\$ 169 500</b>
<b>TOTAL</b>					<b>\$ 79 364 100</b>

Tabla V.3 Inventario de componentes e inversión inicial del subsistema fotovoltaico conectado a la red del Edificio Eléctrica II.

ELEMENTO	REFERENCIA	CANTIDAD	VLR UNIDAD	COSTO	
<b>Componentes generación, gestión y acondicionamiento</b>					
Seguidor estático	Estructura de aluminio (21m <sup>2</sup> )	6	unidades	\$ 4 000 000	\$ 24 000 000
Panel solar	225 W	78	unidades	\$ 2 250 000	\$ 175 500 000
Inversor DC/AC grid tie	SMA Suny Boy 5 000	3	unidades	\$ 12 500 000	\$ 37 500 000
Medidor DC	ACREL-Modelo PZ300-DE	1	unidad	\$ 1 250 000	\$ 1 250 000
<b>SUBTOTAL</b>				<b>\$ 238 250 000</b>	
<b>Protecciones</b>					
Fusible DC	ABB PV10 12A Gg	6	unidades	\$ 15 000	\$ 90 000
Breaker (P-N) DC	ABB S802PV-S13	6	unidades	\$ 55 000	\$ 330 000
Diodo de bloqueo	15[A]	6	unidades	\$ 25 000	\$ 150 000
Breaker (P-N) DC	ABB S802PV-M65	2	unidades	\$ 550 000	\$ 1 100 000
Breaker (P-N) DC	ABB S802PV-S25	3	unidades	\$ 240 000	\$ 720 000
Breaker mono AC	ABB S201-C32	6	unidades	\$ 200 000	\$ 1 200 000
Varistor DC P-N-GND	ABB OVR PV 40 600P	2	unidades	\$ 800 000	\$ 1 600 000
Varistor AC 2F-N-GND	OVR T2 3N 70 275	2	unidades	\$ 550 000	\$ 1 100 000
<b>SUBTOTAL</b>				<b>\$ 6 290 000</b>	
<b>Conductores</b>					
Conductor USE-2	#10 AWG	390	metros	\$ 3 000	\$ 1 170 000
Conductor THW	#6 AWG	150	metros	\$ 3 000	\$ 450 000
Conductor THW	#10 AWG	115	metros	\$ 1 100	\$ 126 500
<b>SUBTOTAL</b>					<b>\$ 1 746 500</b>
<b>Ductos</b>					
Ducto EMT	1/2"	90	metros	\$ 8 100	\$ 729 000
Ducto PVC	1"	65	metros	\$ 1 800	\$ 117 000
Ducto PVC	1/2"	15	metros	\$ 1 000	\$ 15 000
<b>SUBTOTAL</b>					<b>\$ 861 000</b>
<b>TOTAL</b>					<b>\$ 247 147 500</b>

Tabla V.4. Inventario de componentes e inversión inicial del subsistema micro-red AC de generación fotovoltaica con conexión a la red del Edificio Eléctrica II.

ELEMENTO	REFERENCIA	CANTIDAD	VLR UNIDAD	COSTO	
<b>Componentes generación, gestión y acondicionamiento</b>					
Seguidor dinámico 2 ejes	Estructura de aluminio (15m <sup>2</sup> )	1	unidad	\$ 12 000 000	\$ 12 000 000
Panel solar	225 W	9	unidades	\$ 2 250 000	\$ 20 250 000
Unidad de gestión 2[kW]	FLEXPOWER ONE	1	unidad	\$ 5 000 000	\$ 5 000 000
Baterías 12V	AGM 400Ah Victron Energy	4	unidades	\$ 3 100 000	\$ 12 400 000
Medidor DC	ACREL-Modelo PZ300-DE	2	unidades	\$ 1 250 000	\$ 2 500 000
Medidor AC	SCHNEIDER PowerLogic PM9C	2	unidades	\$ 1 050 000	\$ 2 100 000
<b>SUBTOTAL</b>				<b>\$ 54 250 000</b>	
<b>Protecciones</b>					

**USO RACIONAL DE LA ENERGÍA A PARTIR DEL DISEÑO DE APLICACIONES SOSTENIBLES EN EL EDIFICIO ELÉCTRICA II  
DE LA UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**

*ANEXO V. Inversión inicial de las aplicaciones sostenibles diseñadas.*

Fusible DC	ABB PV10 12A Gg	3	unidades	\$ 15 000	\$ 45 000
Breaker (P-N) DC	ABB S802PV-S13	3	unidades	\$ 55 000	\$ 165 000
Diodo de bloqueo	15[A]	3	unidades	\$ 25 000	\$ 75 000
Breaker (P-N) DC	ABB S802PV-M32	2	unidades	\$ 290 000	\$ 580 000
Breaker (P-N) DC	ABB S802PV-S125	1	unidades	\$ 1 200 000	\$ 1 200 000
Breaker mono AC	ABB S201-C32	3	unidades	\$ 200 000	\$ 600 000
Varistor DC P-N-GND	ABB OVR PV 40 600P	1	unidades	\$ 800 000	\$ 800 000
Varistor AC 2F-N-GND	OVR T2 3N 70 275	1	unidades	\$ 550 000	\$ 550 000
<b>SUBTOTAL</b>					<b>\$ 4 015 000</b>
<b>Conductores</b>					
Conductor USE-2	#8 AWG	90	metros	\$ 5 250	\$ 472 500
Conductor USE-2	#10 AWG	60	metros	\$ 3 000	\$ 180 000
Conductor THW	#2 AWG	14	metros	\$ 12 200	\$ 170 800
Conductor THW	#6 AWG	106	metros	\$ 3 000	\$ 318 000
Conductor THW	#8 AWG	36	metros	\$ 2 150	\$ 77 400
<b>SUBTOTAL</b>					<b>\$ 1 218 700</b>
<b>Ductos</b>					
Ducto EMT	3/4"	45	metros	\$ 12 800	\$ 576 000
Ducto PVC	1 1/4"	2	metros	\$ 2 200	\$ 4 400
Ducto PVC	3/4"	38	metros	\$ 1 500	\$ 57 000
<b>SUBTOTAL</b>					<b>\$ 637 400</b>
<b>TOTAL</b>					<b>\$ 60 121 100</b>

Tabla V.5. Inventario de componentes e inversión inicial del subsistema micro-red DC de generación fotovoltaica con conexión a la red del Edificio Eléctrica II.

ELEMENTO	REFERENCIA	CANTIDAD	VLR UNIDAD	COSTO
<b>Componentes generación, gestión y acondicionamiento</b>				
Seguidor dinámico 2 ejes	Estructura de aluminio (15m <sup>2</sup> )	1	unidad	\$ 12 000 000
Panel solar	225 W	9	unidades	\$ 2 250 000
Controlador 48Vdc MPPT	WS-MPPT50	1	unidad	\$ 650 000
Inversor DC/AC grid tied	SWEA 750W	3	unidades	\$ 1 700 000
Unidad DC de gestión	NPS-1000	2	unidad	\$ 2 085 000
Baterías 12V	AGM 120Ah Victron Energy	8	unidades	\$ 1 600 000
Reductores 48/9,5Vdc	SCHAEFFER 48/9,5	2	unidades	\$ 550 000
Medidor DC	ACREL-Modelo PZ300-DE	7	unidades	\$ 1 250 000
Medidor AC	SCHNEIDER PowerLogic PM9C	5	unidades	\$ 1 050 000
<b>SUBTOTAL</b>				<b>\$ 70 070 000</b>
<b>Protecciones</b>				
Fusible DC	ABB PV10 12A Gg	3	unidades	\$ 15 000
Breaker (P-N) DC	ABB S802PV-S13	3	unidades	\$ 55 000
Diodo de bloqueo	15[A]	3	unidades	\$ 25 000
Breaker (P-N) DC	ABB S802PV-M32	8	unidades	\$ 290 000
Breaker (P-N) DC	ABB S802PV-M63	1	unidad	\$ 550 000
Breaker (P-N) DC	ABB S802PV-S65	3	unidades	\$ 530 000
Breaker (P-N) DC	ABB S802PV-S20	3	unidades	\$ 215 000
Breaker (P-N) DC	ABB S802PV-S16	2	unidades	\$ 180 000
Breaker mono AC	ABB S201-C10	10	unidades	\$ 45 000
Interruptor doble polo doble tiro	100A	1	unidad	\$ 600 000
Varistor DC P-N-GND	ABB OVR PV 40 600P	2	unidades	\$ 800 000
Varistor AC 2F-N-GND	OVR T2 3N 70 275	6	unidades	\$ 550 000
<b>SUBTOTAL</b>				<b>\$ 11 700 000</b>
<b>Conductores</b>				
Conductor USE-2	#8 AWG	90	metros	\$ 5 250
Conductor USE-2	#10 AWG	60	metros	\$ 3 000
Conductor THW	#1/0 AWG	15	metros	\$ 24 800
Conductor THW	#4 AWG	60	metros	\$ 8 150
Conductor THW	#6 AWG	34	metros	\$ 3 000
Conductor THW	#8 AWG	16	metros	\$ 2 150
Conductor THW	#10 AWG	312	metros	\$ 1 100
<b>SUBTOTAL</b>				<b>\$ 1 993 100</b>
<b>Ductos</b>				
Ducto EMT	3/4"	45	metros	\$ 12 800
				\$ 576 000

**USO RACIONAL DE LA ENERGÍA A PARTIR DEL DISEÑO DE APLICACIONES SOSTENIBLES EN EL EDIFICIO ELÉCTRICA II  
DE LA UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**

*ANEXO V. Inversión inicial de las aplicaciones sostenibles diseñadas.*

Ducto PVC	2"	5	metros	\$ 3 800	\$ 19 000
Ducto PVC	1"	34	metros	\$ 2 000	\$ 68 000
Ducto PVC	1/2"	118	metros	\$ 1 000	\$ 118 000
<b>SUBTOTAL</b>					<b>\$ 781 000</b>
<b>TOTAL</b>					<b>\$ 84 544 100</b>

Tabla V.6. Inventario de componentes e inversión inicial de la cubierta verde de acceso público (5° piso – Edificio Eléctrica I)

ELEMENTO	REFERENCIA	CANTIDAD	VLR UNIDAD	COSTO
Impermeabilización	SIKA o TOCHMENT	180 m <sup>2</sup>	\$ 60 000	\$ 10 800 000
Drenaje	SIKA o TOCHMENT	150 m <sup>2</sup>	\$ 30 000	\$ 4 500 000
Geotextil	SIKA o TOCHMENT	300 m <sup>2</sup>	\$ 10 000	\$ 3 000 000
Soportes	SIKA o TOCHMENT	1 m <sup>2</sup>	\$ 3 000 000	\$ 3 000 000
Sustrato	-	150 m <sup>2</sup>	\$ 40 000	\$ 6 000 000
Vegetación	SEDUMS	100 m <sup>2</sup>	\$ 10 000	\$ 1 000 000
Sistema de riego	Automático con sensores de humedad	1 unidad	\$ 3 250 000	\$ 3 250 000
<b>TOTAL</b>				<b>\$ 31 550 000</b>

Tabla V.7. Inventario de componentes e inversión inicial de la cubierta verde de acceso público (5° piso – Edificio Eléctrica I)

ELEMENTO	REFERENCIA	CANTIDAD	VLR UNIDAD	COSTO
Impermeabilización	SIKA o TOCHMENT	400 m <sup>2</sup>	\$ 60 000	\$ 24 000 000
Drenaje	SIKA o TOCHMENT	350 m <sup>2</sup>	\$ 30 000	\$ 10 500 000
Geotextil	SIKA o TOCHMENT	700 m <sup>2</sup>	\$ 10 000	\$ 7 000 000
Soportes	SIKA o TOCHMENT	1 m <sup>2</sup>	\$ 7 000 000	\$ 7 000 000
Bandejas de crecimiento	MODI	450 unidades	\$ 50 000	\$ 22 500 000
Sustrato	-	350 m <sup>2</sup>	\$ 50 000	\$ 17 500 000
Vegetación	SEDUMS	300 m <sup>2</sup>	\$ 10 000	\$ 3 000 000
Sistema de riego	Automático con sensores de humedad	1 unidad	\$ 6 250 000	\$ 6 250 000
<b>TOTAL</b>				<b>\$ 97 750 000</b>

Tabla V.8. Inventario de componentes e inversión inicial del sistema de tubos solares – Terraza 5° piso – Edificio Eléctrica I

ELEMENTO	REFERENCIA	CANTIDAD	VLR UNIDAD	COSTO
Tubo solar 14"	Solatubes 14" (95cm)	9 unidades	\$ 1 500 000	\$ 13 500 000
Extensión 14"	Ext-solatube 14" (60cm)	9 unidades	\$ 200 000	\$ 1 800 000
Dimmer 14"	Dim-solatubes 14"	9 unidades	\$ 750 000	\$ 6 750 000
<b>TOTAL</b>				<b>\$ 22 050 000</b>

Tabla V.9. Inventario de componentes e inversión inicial del sistema de tubos solares – Terraza 6° piso – Edificio Eléctrica I

ELEMENTO	REFERENCIA	CANTIDAD	VLR UNIDAD	COSTO
Tubo solar 10"	Solatubes 10" (95cm)	8 unidades	\$ 1 200 000	\$ 9 600 000
Extensión 10"	Ext-solatube 10" (60cm)	8 unidades	\$ 150 000	\$ 1 200 000
Dimmer 10"	Dim-solatubes 10"	8 unidades	\$ 600 000	\$ 4 800 000
Tubo solar 14"	Solatubes 14" (95cm)	6 unidades	\$ 1 500 000	\$ 9 000 000
Extensión 14"	Ext-solatube 14" (60cm)	6 unidades	\$ 200 000	\$ 1 200 000
Dimmer 14"	Dim-solatubes 14"	3 unidades	\$ 750 000	\$ 2 250 000
<b>TOTAL</b>				<b>\$ 28 050 000</b>

## ANEXO W. Flujo de caja de las aplicaciones sostenibles diseñadas

A continuación se el flujo de caja propio de cada una de las aplicaciones sostenibles diseñada.

Tabla W.1. Inversión, beneficio y costo de operación y mantenimiento anuales del subsistema de generación eólico conectado a la red del Edificio Eléctrica I.

AÑO	INVERSIÓN ANUAL		BENEFICIO ANUAL			COSTO ANUAL DE OPER. Y MNTO.		FLUJO ANUAL [M\$]
	Monto [M\$]	Concepto	Energía kWh]	Costo [M\$]	Concepto	Costo [M\$]	Concepto	
0	29,95	Inversión inicial	-	0,00	-	0,00	-	-29,95
1	0,00	-	106	0,04	Costo de la energía generada	0,40	Mantenimiento del sistema	- 0,36
2	0,00	-	106	0,04		0,40		- 0,36
3	0,00	-	106	0,04		0,40		- 0,36
4	0,00	-	106	0,04		0,40		- 0,36
5	0,00	-	106	0,04		0,40		- 0,36
6	0,00	-	106	0,04		0,40		- 0,36
7	0,00	-	106	0,04		0,40		- 0,36
8	0,00	-	106	0,04		0,40		- 0,36
9	0,00	-	106	0,04		0,40		- 0,36
10	2,50	Reemplazo de componentes	106	0,04		0,40		- 2,86
11	0,00	-	106	0,04		0,40		- 0,36
12	0,00	-	106	0,04		0,40		- 0,36
13	0,00	-	106	0,04		0,40		- 0,36
14	0,00	-	106	0,04		0,40		- 0,36
15	0,00	-	106	0,04		0,40		- 0,36
16	0,00	-	106	0,04		0,40		- 0,36
17	0,00	-	106	0,04		0,40		- 0,36
18	0,00	-	106	0,04		0,40		- 0,36
19	0,00	-	106	0,04		0,40		- 0,36
20	0,00	-	106	0,04		0,40		- 0,36

Tabla W.2. Inversión, beneficio y costo de operación y mantenimiento anuales del subsistema de generación fotovoltaico conectado a la red del Edificio Eléctrica I.

AÑO	INVERSIÓN ANUAL		BENEFICIO ANUAL			COSTO ANUAL DE OPER. Y MNTO.		FLUJO ANUAL [M\$]
	Monto [M\$]	Concepto	Energía [kWh]	Costo [M\$]	Concepto	Costo [M\$]	Concepto	
0	79,36	Inversión inicial	-	0,00	-	0,00	-	- 79,36
1	0,00	-	7 927,00	3,17	Costo de la energía generada	0,16	Mantenimiento del sistema	3,01
2	0,00	-	7 927,00	3,17		0,16		3,01
3	0,00	-	7 927,00	3,17		0,16		3,01
4	0,00	-	7 927,00	3,17		0,16		3,01
5	1,00	Reemplazo de componentes	7 927,00	3,17		0,16		2,01
6	0,00	-	7 927,00	3,17		0,16		3,01

**USO RACIONAL DE LA ENERGÍA A PARTIR DEL DISEÑO DE APLICACIONES SOSTENIBLES EN EL EDIFICIO ELÉCTRICA II  
DE LA UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**

*ANEXO W. Flujo de caja de las aplicaciones sostenibles diseñadas.*

7	0,00	-	7 927,00	3,17		0,16		3,01
8	0,00	-	7 927,00	3,17		0,16		3,01
9	0,00	-	7 927,00	3,17		0,16		3,01
10	1,00	Reemplazo de componentes	7 927,00	3,17		0,16		2,01
11	0,00	-	7 927,00	3,17		0,16		3,01
12	0,00	-	7 927,00	3,17		0,16		3,01
13	0,00	-	7 927,00	3,17		0,16		3,01
14	0,00	-	7 927,00	3,17		0,16		3,01
15	1,00	Reemplazo de componentes	7 927,00	3,17		0,16		2,01
16	0,00	-	7 927,00	3,17		0,16		3,01
17	0,00	-	7 927,00	3,17		0,16		3,01
18	0,00	-	7 927,00	3,17		0,16		3,01
19	0,00	-	7 927,00	3,17		0,16		3,01
20	0,00	-	7 927,00	3,17		0,16		3,01

Tabla W.3. Inversión, beneficio y costo de operación y mantenimiento anuales del subsistema de generación fotovoltaico conectado a la red del Edificio Eléctrica II.

AÑO	INVERSIÓN ANUAL		BENEFICIO ANUAL			COSTO ANUAL DE OPER. Y MNTO.		FLUJO ANUAL [M\$]
	Monto [M\$]	Concepto	Energía kWh	Costo [M\$]	Concepto	Costo [M\$]	Concepto	
0	247,15	Inversión inicial	-	0,00	-	0,00	-	- 247,15
1	0,00	-	25 684,00	10,27	Costo de la energía generada	0,50	Mantenimiento del sistema	9,77
2	0,00	-	25 684,00	10,27		0,50		9,77
3	0,00	-	25 684,00	10,27		0,50		9,77
4	0,00	-	25 684,00	10,27		0,50		9,77
5	3,12	Reemplazo de componentes	25 684,00	10,27		0,50		6,65
6	0,00	-	25 684,00	10,27		0,50		9,77
7	0,00	-	25 684,00	10,27		0,50		9,77
8	0,00	-	25 684,00	10,27		0,50		9,77
9	0,00	-	25 684,00	10,27		0,50		9,77
10	3,12	Reemplazo de componentes	25 684,00	10,27		0,50		6,65
11	0,00	-	25 684,00	10,27		0,50		9,77
12	0,00	-	25 684,00	10,27		0,50		9,77
13	0,00	-	25 684,00	10,27		0,50		9,77
14	0,00	-	25 684,00	10,27		0,50		9,77
15	3,12	Reemplazo de componentes	25 684,00	10,27		0,50		6,65
16	0,00	-	25 684,00	10,27		0,50		9,77
17	0,00	-	25 684,00	10,27		0,50		9,77
18	0,00	-	25 684,00	10,27		0,50		9,77
19	0,00	-	25 684,00	10,27		0,50		9,77
20	0,00	-	25 684,00	10,27		0,50		9,77

Tabla W.4. Inversión, beneficio y costo de operación y mantenimiento anuales del subsistema micro-red AC de generación fotovoltaica con conexión a la red en el Edificio Eléctrica II.

AÑO	INVERSIÓN ANUAL		BENEFICIO ANUAL			COSTO ANUAL DE OPER. Y MNTO.		FLUJO ANUAL [M\$]
	Monto [M\$]	Concepto	Energía kWh	Costo [M\$]	Concepto	Costo [M\$]	Concepto	
0	60,12	Inversión inicial	-	0,00	-	0,00	-	- 60,12
1	0,00	-	3 596,00	1,44	Costo de la energía generada	0,06	Mantenimiento del sistema	1,38
2	0,00	-	3 596,00	1,44		0,06		1,38
3	0,00	-	3 596,00	1,44		0,06		1,38
4	0,00	-	3 596,00	1,44		0,06		1,38
5	0,36	Reemplazo de componentes	3 596,00	1,44		0,06		1,02
6	0,00	-	3 596,00	1,44		0,06		1,38
7	0,00	-	3 596,00	1,44		0,06		1,38
8	0,00	-	3 596,00	1,44		0,06		1,38
9	0,00	-	3 596,00	1,44		0,06		1,38
10	0,36	Reemplazo de componentes	3 596,00	1,44		0,06		1,02

**USO RACIONAL DE LA ENERGÍA A PARTIR DEL DISEÑO DE APLICACIONES SOSTENIBLES EN EL EDIFICIO ELÉCTRICA II  
DE LA UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**

*ANEXO W. Flujo de caja de las aplicaciones sostenibles diseñadas.*

11	0,00	-	3 596,00	1,44		0,06		1,38
12	0,00	-	3 596,00	1,44		0,06		1,38
13	0,00	-	3 596,00	1,44		0,06		1,38
14	0,00	-	3 596,00	1,44		0,06		1,38
15	0,36	Reemplazo de componentes	3 596,00	1,44		0,06		1,02
16	0,00	-	3 596,00	1,44		0,06		1,38
17	0,00	-	3 596,00	1,44		0,06		1,38
18	0,00	-	3 596,00	1,44		0,06		1,38
19	0,00	-	3 596,00	1,44		0,06		1,38
20	0,00	-	3 596,00	1,44		0,06		1,38

Tabla W.5. Inversión, beneficio y costo de operación y mantenimiento anuales del subsistema micro-red DC de generación fotovoltaica con conexión a la red en el Edificio Eléctrica II.

AÑO	INVERSIÓN ANUAL		BENEFICIO ANUAL			COSTO ANUAL DE OPER. Y MNTO.		FLUJO ANUAL [M\$]
	Monto [M\$]	Concepto	Energía kWh]	Costo [M\$]	Concepto	Costo [M\$]	Concepto	
0	84,54	Inversión inicial	-	0,00	Costo de la energía generada	0,00	-	- 84,54
1	0,00	-	2 989,00	1,20	Costo de la energía generada	0,06	Mantenimiento del sistema	1,14
2	0,00	-	2 989,00	1,20		0,06		1,14
3	0,00	-	2 989,00	1,20		0,06		1,14
4	0,00	-	2 989,00	1,20		0,06		1,14
5	0,36	Reemplazo de componentes	2 989,00	1,20		0,06		0,78
6	0,00	-	2 989,00	1,20		0,06		1,14
7	0,00	-	2 989,00	1,20		0,06		1,14
8	0,00	-	2 989,00	1,20		0,06		1,14
9	0,00	-	2 989,00	1,20		0,06		1,14
10	0,36	Reemplazo de componentes	2 989,00	1,20		0,06		0,78
11	0,00	-	2 989,00	1,20		0,06		1,14
12	0,00	-	2 989,00	1,20		0,06		1,14
13	0,00	-	2 989,00	1,20		0,06		1,14
14	0,00	-	2 989,00	1,20		0,06		1,14
15	0,36	Reemplazo de componentes	2 989,00	1,20		0,06		0,78
16	0,00	-	2 989,00	1,20		0,06		1,14
17	0,00	-	2 989,00	1,20		0,06		1,14
18	0,00	-	2 989,00	1,20		0,06		1,14
19	0,00	-	2 989,00	1,20		0,06		1,14
20	0,00	-	2 989,00	1,20		0,06		1,14

Tabla W.6. Inversión, beneficio y costo de operación y mantenimiento anuales de la cubierta verde de acceso público (5° piso – Edificio Eléctrica I)

Tabla W.7. Inversión, beneficio y costo de operación y mantenimiento anuales de la cubierta verde de acceso restringido (6° piso – Edificio Eléctrica I)

Tabla W.8. Inversión, beneficio y costo de operación y mantenimiento anuales del sistema de tubos solares – Terraza 5° piso – Edificio Eléctrica I

AÑO	INVERSIÓN ANUAL		BENEFICIO ANUAL			COSTO ANUAL DE OPER. Y MNTO.		FLUJO ANUAL [M\$]
	Monto [M\$]	Concepto	Energía kWh]	Costo [M\$]	Concepto	Costo [M\$]	Concepto	
0	22,05	Inversión inicial	-	0,00	-	0,00	-	- 22,05
1	0,00	-	1 944,00	0,78	Costo de la energía no consumida	0,10	Limpieza y consumo de energía	0,68
2	0,00	-	1 944,00	0,78		0,10		0,68
3	0,00	-	1 944,00	0,78		0,10		0,68
4	0,00	-	1 944,00	0,78		0,10		0,68
5	0,00	-	1 944,00	0,78		0,10		0,68

**USO RACIONAL DE LA ENERGÍA A PARTIR DEL DISEÑO DE APLICACIONES SOSTENIBLES EN EL EDIFICIO ELÉCTRICA II  
DE LA UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**

*ANEXO W. Flujo de caja de las aplicaciones sostenibles diseñadas.*

6	0,00	-	1 944,00	0,78		0,10		0,68
7	0,00	-	1 944,00	0,78		0,10		0,68
8	0,00	-	1 944,00	0,78		0,10		0,68
9	0,00	-	1 944,00	0,78		0,10		0,68
10	2,70	Reemplazo de películas	1 944,00	0,78		0,10		- 2,02
11	0,00	-	1 944,00	0,78		0,10		0,68
12	0,00	-	1 944,00	0,78		0,10		0,68
13	0,00	-	1 944,00	0,78		0,10		0,68
14	0,00	-	1 944,00	0,78		0,10		0,68
15	0,00	-	1 944,00	0,78		0,10		0,68
16	0,00	-	1 944,00	0,78		0,10		0,68
17	0,00	-	1 944,00	0,78		0,10		0,68
18	0,00	-	1 944,00	0,78		0,10		0,68
19	0,00	-	1 944,00	0,78		0,10		0,68
20	0,00	-	1 944,00	0,78		0,10		0,68

Tabla W.9. Inversión, beneficio y costo de operación y mantenimiento anuales del sistema de tubos solares – Terraza 6° piso – Edificio Eléctrica I

AÑO	INVERSIÓN ANUAL		BENEFICIO ANUAL			COSTO ANUAL DE OPER. Y MNTO.		FLUJO ANUAL [M\$]
	Monto [M\$]	Concepto	Energía kWh	Costo [M\$]	Concepto	Costo [M\$]	Concepto	
0	29,50	Inversión inicial	-	0,00	-	0,00	-	- 29,50
1	0,00	-	5 634,00	2,25		0,10		2,15
2	0,00	-	5 634,00	2,25		0,10		2,15
3	0,00	-	5 634,00	2,25		0,10		2,15
4	0,00	-	5 634,00	2,25		0,10		2,15
5	0,00	-	5 634,00	2,25		0,10		2,15
6	0,00	-	5 634,00	2,25		0,10		2,15
7	0,00	-	5 634,00	2,25		0,10		2,15
8	0,00	-	5 634,00	2,25		0,10		2,15
9	0,00	-	5 634,00	2,25		0,10		2,15
10	2,70	Reemplazo de películas	5 634,00	2,25	Costo de la energía no consumida	0,10	Limpieza y consumo de energía	- 0,55
11	0,00	-	5 634,00	2,25		0,10		2,15
12	0,00	-	5 634,00	2,25		0,10		2,15
13	0,00	-	5 634,00	2,25		0,10		2,15
14	0,00	-	5 634,00	2,25		0,10		2,15
15	0,00	-	5 634,00	2,25		0,10		2,15
16	0,00	-	5 634,00	2,25		0,10		2,15
17	0,00	-	5 634,00	2,25		0,10		2,15
18	0,00	-	5 634,00	2,25		0,10		2,15
19	0,00	-	5 634,00	2,25		0,10		2,15
20	0,00	-	5 634,00	2,25		0,10		2,15

# ANEXO X. Análisis del potencial de certificación LEED del complejo E3T

A continuación se presentan las vistas superiores de las cubiertas verdes del Edificio Eléctrica con los detalles establecidos para su incorporación al diseño arquitectónico.

Tabla X.1. Análisis de puntuación del complejo E3T considerando un escenario conservador.

<b>LEED 2009 for New Construction and Major Renovations</b>			
Project Checklist			
<b>17</b>	<b>Sustainable Sites</b>		Possible Points: <b>26</b>
Ptos			
	Prereq 1	Construction Activity Pollution Prevention	
<b>1</b>	Credit 1	Site Selection	1
<b>5</b>	Credit 2	Development Density and Community Connectivity	5
<b>0</b>	Credit 3	Brownfield Redevelopment	1
<b>6</b>	Credit 4.1	Alternative Transportation—Public Transportation Access	6
<b>1</b>	Credit 4.2	Alternative Transportation—Bicycle Storage and Changing Rooms	1
<b>0</b>	Credit 4.3	Alternative Transportation—Low-Emitting and Fuel-Efficient Vehicles	3
<b>0</b>	Credit 4.4	Alternative Transportation—Parking Capacity	2
<b>1</b>	Credit 5.1	Site Development—Protect or Restore Habitat	1
<b>0</b>	Credit 5.2	Site Development—Maximize Open Space	1
<b>1</b>	Credit 6.1	Stormwater Design—Quantity Control	1
<b>1</b>	Credit 6.2	Stormwater Design—Quality Control	1
<b>0</b>	Credit 7.1	Heat Island Effect—Non-roof	1
<b>1</b>	Credit 7.2	Heat Island Effect—Roof	1
<b>0</b>	Credit 8	Light Pollution Reduction	1
<b>6</b>	<b>Water Efficiency</b>		Possible Points: <b>10</b>
Ptos			
	Prereq 1	Water Use Reduction—20% Reduction	
<b>2</b>	Credit 1	Water Efficient Landscaping	2 to 4
		<b>2</b> Reduce by 50%	2
		No Potable Water Use or Irrigation	4
<b>2</b>	Credit 2	Innovative Wastewater Technologies	2
<b>2</b>	Credit 3	Water Use Reduction	2 to 4
		<b>2</b> Reduce by 30%	2
		Reduce by 35%	3
		Reduce by 40%	4
<b>13</b>	<b>Energy and Atmosphere</b>		Possible Points: <b>35</b>
Ptos			
	Prereq 1	Fundamental Commissioning of Building Energy Systems	
	Prereq 2	Minimum Energy Performance	
	Prereq 3	Fundamental Refrigerant Management	
<b>5</b>	Credit 1	Optimize Energy Performance	1 to 19
		Improve by 12% for New Buildings or 8% for Existing Building Renovations	1
		Improve by 14% for New Buildings or 10% for Existing Building Renovations	2
		Improve by 16% for New Buildings or 12% for Existing Building Renovations	3
		Improve by 18% for New Buildings or 14% for Existing Building Renovations	4
		<b>5</b> Improve by 20% for New Buildings or 16% for Existing Building Renovations	5
		Improve by 22% for New Buildings or 18% for Existing Building Renovations	6
		Improve by 24% for New Buildings or 20% for Existing Building Renovations	7
		Improve by 26% for New Buildings or 22% for Existing Building Renovations	8
		Improve by 28% for New Buildings or 24% for Existing Building Renovations	9
		Improve by 30% for New Buildings or 26% for Existing Building Renovations	10
		Improve by 32% for New Buildings or 28% for Existing Building Renovations	11
		Improve by 34% for New Buildings or 30% for Existing Building Renovations	12
		Improve by 36% for New Buildings or 32% for Existing Building Renovations	13
		Improve by 38% for New Buildings or 34% for Existing Building Renovations	14
		Improve by 40% for New Buildings or 36% for Existing Building Renovations	15
		Improve by 42% for New Buildings or 38% for Existing Building Renovations	16

USO RACIONAL DE LA ENERGÍA A PARTIR DEL DISEÑO DE APLICACIONES SOSTENIBLES EN EL EDIFICIO ELÉCTRICA II  
DE LA UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

ANEXO X. Análisis del potencial de certificación LEED del complejo E3T.

		Improve by 44% for New Buildings or 40% for Existing Building Renovations	17
		Improve by 46% for New Buildings or 42% for Existing Building Renovations	18
		Improve by 48%+ for New Buildings or 44%+ for Existing Building Renovations	19
<b>3</b>	Credit 2	On-Site Renewable Energy	1 to 7
		1% Renewable Energy	1
		3% Renewable Energy	2
<b>3</b>		5% Renewable Energy	3
		7% Renewable Energy	4
		9% Renewable Energy	5
		11% Renewable Energy	6
		13% Renewable Energy	7
<b>0</b>	Credit 3	Enhanced Commissioning	2
<b>2</b>	Credit 4	Enhanced Refrigerant Management	2
<b>3</b>	Credit 5	Measurement and Verification	3
<b>0</b>	Credit 6	Green Power	2
<b>2</b>	<b>Materials and Resources</b>		<b>Possible Points: 14</b>
	Ptos		
	Prereq 1	Storage and Collection of Recyclables	
<b>0</b>	Credit 1.1	Building Reuse—Maintain Existing Walls, Floors, and Roof	1 to 3
		Reuse 55%	1
		Reuse 75%	2
		Reuse 95%	3
<b>0</b>	Credit 1.2	Building Reuse—Maintain 50% of Interior Non-Structural Elements	1
<b>0</b>	Credit 2	Construction Waste Management	1 to 2
		50% Recycled or Salvaged	1
		75% Recycled or Salvaged	2
<b>0</b>	Credit 3	Materials Reuse	1 to 2
		Reuse 5%	1
		Reuse 10%	2
<b>0</b>	Credit 4	Recycled Content	1 to 2
		10% of Content	1
		20% of Content	2
<b>2</b>	Credit 5	Regional Materials	1 to 2
		10% of Materials	1
		20% of Materials	2
<b>0</b>	Credit 6	Rapidly Renewable Materials	1
<b>0</b>	Credit 7	Certified Wood	1
<b>6</b>	<b>Indoor Environmental Quality</b>		<b>Possible Points: 15</b>
	Ptos		
	Prereq 1	Minimum Indoor Air Quality Performance	
	Prereq 2	Environmental Tobacco Smoke (ETS) Control	
<b>1</b>	Credit 1	Outdoor Air Delivery Monitoring	1
<b>0</b>	Credit 2	Increased Ventilation	1
<b>0</b>	Credit 3.1	Construction IAQ Management Plan—During Construction	1
<b>0</b>	Credit 3.2	Construction IAQ Management Plan—Before Occupancy	1
<b>1</b>	Credit 4.1	Low-Emitting Materials—Adhesives and Sealants	1
<b>0</b>	Credit 4.2	Low-Emitting Materials—Paints and Coatings	1
<b>1</b>	Credit 4.3	Low-Emitting Materials—Flooring Systems	1
<b>0</b>	Credit 4.4	Low-Emitting Materials—Composite Wood and Agrifiber Products	1
<b>0</b>	Credit 5	Indoor Chemical and Pollutant Source Control	1
<b>1</b>	Credit 6.1	Controllability of Systems—Lighting	1
<b>0</b>	Credit 6.2	Controllability of Systems—Thermal Comfort	1
<b>0</b>	Credit 7.1	Thermal Comfort—Design	1
<b>1</b>	Credit 7.2	Thermal Comfort—Verification	1
<b>1</b>	Credit 8.1	Daylight and Views—Daylight	1
<b>0</b>	Credit 8.2	Daylight and Views—Views	1
<b>0</b>	<b>Innovation and Design Process</b>		<b>Possible Points: 6</b>
	Ptos		
<b>0</b>	Credit 1.1	Innovation in Design: Specific Title	1
<b>0</b>	Credit 1.2	Innovation in Design: Specific Title	1
<b>0</b>	Credit 1.3	Innovation in Design: Specific Title	1
<b>0</b>	Credit 1.4	Innovation in Design: Specific Title	1
<b>0</b>	Credit 1.5	Innovation in Design: Specific Title	1
<b>0</b>	Credit 2	LEED Accredited Professional	1
<b>0</b>	<b>Regional Priority Credits</b>		<b>Possible Points: 4</b>
	Ptos		
<b>0</b>	Credit 1.1	Regional Priority: Specific Credit	1
<b>0</b>	Credit 1.2	Regional Priority: Specific Credit	1
<b>0</b>	Credit 1.3	Regional Priority: Specific Credit	1
<b>0</b>	Credit 1.4	Regional Priority: Specific Credit	1
<b>44</b>	<b>Total</b>		<b>Possible Points: 110</b>

Certified 40 to 49 points Silver 50 to 59 points Gold 60 to 79 points Platinum 80 to 110

Tabla X.2. Análisis de puntuación del complejo E3T considerando un escenario optimista.

20		Sustainable Sites		Possible Points: 26
Ptos		Prereq 1	Construction Activity Pollution Prevention	
1		Credit 1	Site Selection	1
5		Credit 2	Development Density and Community Connectivity	5
0		Credit 3	Brownfield Redevelopment	1
6		Credit 4.1	Alternative Transportation—Public Transportation Access	6
1		Credit 4.2	Alternative Transportation—Bicycle Storage and Changing Rooms	1
0		Credit 4.3	Alternative Transportation—Low-Emitting and Fuel-Efficient Vehicles	3
2		Credit 4.4	Alternative Transportation—Parking Capacity	2
1		Credit 5.1	Site Development—Protect or Restore Habitat	1
1		Credit 5.2	Site Development—Maximize Open Space	1
1		Credit 6.1	Stormwater Design—Quantity Control	1
1		Credit 6.2	Stormwater Design—Quality Control	1
0		Credit 7.1	Heat Island Effect—Non-roof	1
1		Credit 7.2	Heat Island Effect—Roof	1
0		Credit 8	Light Pollution Reduction	1
10		Water Efficiency		Possible Points: 10
Ptos		Prereq 1	Water Use Reduction—20% Reduction	
4		Credit 1	Water Efficient Landscaping	2 to 4
			Reduce by 50%	2
		4	No Potable Water Use or Irrigation	4
2		Credit 2	Innovative Wastewater Technologies	2
4		Credit 3	Water Use Reduction	2 to 4
			Reduce by 30%	2
			Reduce by 35%	3
		4	Reduce by 40%	4
13		Energy and Atmosphere		Possible Points: 35
Ptos		Prereq 1	Fundamental Commissioning of Building Energy Systems	
		Prereq 2	Minimum Energy Performance	
		Prereq 3	Fundamental Refrigerant Management	
15		Credit 1	Optimize Energy Performance	1 to 19
			Improve by 12% for New Buildings or 8% for Existing Building Renovations	1
			Improve by 14% for New Buildings or 10% for Existing Building Renovations	2
			Improve by 16% for New Buildings or 12% for Existing Building Renovations	3
			Improve by 18% for New Buildings or 14% for Existing Building Renovations	4
			Improve by 20% for New Buildings or 16% for Existing Building Renovations	5
			Improve by 22% for New Buildings or 18% for Existing Building Renovations	6
			Improve by 24% for New Buildings or 20% for Existing Building Renovations	7
			Improve by 26% for New Buildings or 22% for Existing Building Renovations	8
			Improve by 28% for New Buildings or 24% for Existing Building Renovations	9
			Improve by 30% for New Buildings or 26% for Existing Building Renovations	10
			Improve by 32% for New Buildings or 28% for Existing Building Renovations	11
			Improve by 34% for New Buildings or 30% for Existing Building Renovations	12
			Improve by 36% for New Buildings or 32% for Existing Building Renovations	13
			Improve by 38% for New Buildings or 34% for Existing Building Renovations	14
		15	Improve by 40% for New Buildings or 36% for Existing Building Renovations	15
			Improve by 42% for New Buildings or 38% for Existing Building Renovations	16
			Improve by 44% for New Buildings or 40% for Existing Building Renovations	17
			Improve by 46% for New Buildings or 42% for Existing Building Renovations	18
			Improve by 48%+ for New Buildings or 44%+ for Existing Building Renovations	19
5		Credit 2	On-Site Renewable Energy	1 to 7
			1% Renewable Energy	1
			3% Renewable Energy	2
			5% Renewable Energy	3
			7% Renewable Energy	4
		5	9% Renewable Energy	5
			11% Renewable Energy	6
			13% Renewable Energy	7
2		Credit 3	Enhanced Commissioning	2
2		Credit 4	Enhanced Refrigerant Management	2
3		Credit 5	Measurement and Verification	3
0		Credit 6	Green Power	2
2		Materials and Resources		Possible Points: 14
Ptos		Prereq 1	Storage and Collection of Recyclables	
0		Credit 1.1	Building Reuse—Maintain Existing Walls, Floors, and Roof	1 to 3
			Reuse 55%	1
			Reuse 75%	2
			Reuse 95%	3
0		Credit 1.2	Building Reuse—Maintain 50% of Interior Non-Structural Elements	1
0		Credit 2	Construction Waste Management	1 to 2

**USO RACIONAL DE LA ENERGÍA A PARTIR DEL DISEÑO DE APLICACIONES SOSTENIBLES EN EL EDIFICIO ELÉCTRICA II  
DE LA UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**

*ANEXO X. Análisis del potencial de certificación LEED del complejo E3T.*

		50% Recycled or Salvaged	1
		75% Recycled or Salvaged	2
<b>0</b>	Credit 3	Materials Reuse	1 to 2
		Reuse 5%	1
		Reuse 10%	2
<b>0</b>	Credit 4	Recycled Content	1 to 2
		10% of Content	1
		20% of Content	2
<b>2</b>	Credit 5	Regional Materials	1 to 2
		10% of Materials	1
		20% of Materials	2
<b>0</b>	Credit 6	Rapidly Renewable Materials	1
<b>0</b>	Credit 7	Certified Wood	1
<b>1</b>	<b>Indoor Environmental Quality</b>		<b>Possible Points: 15</b>
	Ptos		
		Prereq 1 Minimum Indoor Air Quality Performance	
		Prereq 2 Environmental Tobacco Smoke (ETS) Control	
<b>1</b>	Credit 1	Outdoor Air Delivery Monitoring	1
<b>1</b>	Credit 2	Increased Ventilation	1
<b>1</b>	Credit 3.1	Construction IAQ Management Plan—During Construction	1
<b>1</b>	Credit 3.2	Construction IAQ Management Plan—Before Occupancy	1
<b>1</b>	Credit 4.1	Low-Emitting Materials—Adhesives and Sealants	1
<b>1</b>	Credit 4.2	Low-Emitting Materials—Paints and Coatings	1
<b>1</b>	Credit 4.3	Low-Emitting Materials—Flooring Systems	1
<b>1</b>	Credit 4.4	Low-Emitting Materials—Composite Wood and Agrifiber Products	1
<b>1</b>	Credit 5	Indoor Chemical and Pollutant Source Control	1
<b>1</b>	Credit 6.1	Controllability of Systems—Lighting	1
<b>1</b>	Credit 6.2	Controllability of Systems—Thermal Comfort	1
<b>1</b>	Credit 7.1	Thermal Comfort—Design	1
<b>1</b>	Credit 7.2	Thermal Comfort—Verification	1
<b>1</b>	Credit 8.1	Daylight and Views—Daylight	1
<b>1</b>	Credit 8.2	Daylight and Views—Views	1
<b>4</b>	<b>Innovation and Design Process</b>		<b>Possible Points: 6</b>
	Ptos		
<b>1</b>	Credit 1.1	Innovation in Design: Sistema fotovoltaico	1
<b>1</b>	Credit 1.2	Innovation in Design: Sistema de captación y reutilización de agua	1
<b>1</b>	Credit 1.3	Innovation in Design: Sistema de ventilación a partir de pozos canadienses	1
<b>0</b>	Credit 1.4	Innovation in Design: Specific Title	1
<b>0</b>	Credit 1.5	Innovation in Design: Specific Title	1
<b>1</b>	Credit 2	LEED Accredited Professional	1
<b>0</b>	<b>Regional Priority Credits</b>		<b>Possible Points: 4</b>
	Ptos		
<b>0</b>	Credit 1.1	Regional Priority: Specific Credit	1
<b>0</b>	Credit 1.2	Regional Priority: Specific Credit	1
<b>0</b>	Credit 1.3	Regional Priority: Specific Credit	1
<b>0</b>	Credit 1.4	Regional Priority: Specific Credit	1
<b>78</b>	<b>Total</b>		<b>Possible Points: 110</b>

Certified 40 to 49 points   Silver 50 to 59 points   Gold 60 to 79 points   Platinum 80 to 110