

## **Evaluación de Recursos y Pre-Viabilidad Para Proyectos del Sistema Híbrido Solar en Annobón – Guinea Ecuatorial**

### **INFORME FINAL VALIDADO**

#### **Contiene**

- Estudio de demanda
- Datos técnicos
- Análisis de viabilidad económica
- Pliego técnico para contratación de Diseño de Detalle y Obras

#### **Preparado para:**

PNUD Guinea Ecuatorial



**TTA Ref:** CI-18-0010

**UNDP Ref:** 001-2018

**Fecha:** 26 Julio 2019

Proyecto:	Evaluación de Recursos y Pre-Viabilidad Para Proyectos del Sistema Hibrido Solar en Annobón, Guinea Ecuatorial
Cliente:	PNUD Guinea Ecuatorial
Consultor:	Trama TecnoAmbiental (TTA)
Código de proyecto	PNUD: 001-2018 TTA: CI-18-0010

### Informe Final Validado

## Informe Final

Documentos relacionados	Tipo	Borrador/Final	Fecha de entrega
Informe Preliminar: Plan de Trabajo	PDF	FINAL	22/08/2018
Informe Avance: Estudio de la Demanda	PDF	FINAL	04/12/2018
Informe Final: Informe Final	PDF	FINAL	02/07/2019

**Financiado por:** PNUD Guinea Ecuatorial.

**PRESENTACIÓN:**

Este informe es el cuarto entregable del estudio de pre-viabilidad de la electrificación con energía solar híbrida de las comunidades de la isla de Annobón (Guinea Ecuatorial), posterior a la presentación y validación de los estudios en Moca (Bioko Sur) el día 10 de julio 2019.

Los autores de este reporte son Tanguy Leduc, Roger Sallent y Marilena Lazopoulou.

# Índice

Lista de Imágenes .....	2
Lista de Tablas .....	4
Tabla de Acrónimos .....	4
1. Introducción .....	6
1.1. Proyecto de Energía Sostenible Para Todos (SE4ALL) .....	6
1.2. Estudio de Pre-Viabilidad .....	6
1.3. Visita de campo .....	6
2. Estudio de pre-viabilidad .....	8
2.1. Datos básicos para el estudio de pre-viabilidad.....	8
2.1.1. Demanda de energía .....	8
2.1.2. Datos meteorológicos .....	10
2.2. Estudio de demanda .....	12
2.2.1. San Antonio de Palé .....	12
2.2.1.1. Descripción general.....	12
2.2.1.2. Suministro de energía actual .....	13
2.2.1.3. Otros proyectos de energía solar .....	14
2.2.1.4. Demanda y perfil de carga actual .....	16
2.2.1.5. Demanda y perfil de carga futuro .....	19
2.2.2. Awal (Santa Cruz) .....	29
2.2.2.1. Descripción general.....	29
2.2.2.2. Demanda y perfil de carga futuro .....	30
2.2.3. Mábana (San Antonio).....	32
2.2.3.1. Descripción general.....	32
2.2.3.2. Demanda y perfil de carga futuro .....	33
2.2.4. Angandji (San Pedro) .....	35
2.2.4.1. Descripción general.....	35
2.2.4.2. Demanda y perfil de carga futuro .....	36
2.3. Análisis de resultados y conclusiones .....	37
2.4. Análisis de opciones de electrificación.....	38
2.4.1. Generación centralizada.....	38
2.4.2. Generación descentralizada .....	39
3. Solución técnica .....	40
3.1. Descripción de la Instalación.....	40
3.2. Configuración funcional .....	40
3.3. Diagrama Unifilar de la planta .....	40

3.4.	Datos técnicos .....	41
3.4.1.	Datos generales de la planta y funcionamiento .....	41
3.4.2.	Vida útil estimada de equipos .....	42
3.4.3.	Requerimientos generales para componentes .....	43
3.5.	Requerimientos específicos para componentes .....	44
3.6.	Planos Técnicos .....	52
4.	Plan de viabilidad de planta .....	56
4.1.	Costes de inversión .....	56
4.2.	Gastos operacionales .....	56
4.2.1.	Coste de combustible .....	56
4.2.2.	Costes de Personal .....	57
4.2.3.	Otros Costes .....	57
4.3.	Viabilidad y estimación de subsidios.....	57
5.	Impacto ambiental.....	59
5.1.	Fase de construcción.....	59
5.1.1.	Uso de la tierra .....	59
5.2.	Fase de operación .....	59
5.2.1.	Emisiones de gases.....	59
5.2.2.	Contaminación acústica .....	60
5.2.3.	Gestión de residuos.....	60
5.2.3.1.	Baterías litio-ion.....	60
5.2.3.2.	Módulos fotovoltaicos .....	60
5.2.3.3.	Generador diésel.....	60
6.	Recomendaciones adicionales.....	61
6.1.	Energy Daily Allowance (EDA) .....	61
6.2.	Gestión de la Demanda .....	61
Anexo 1 – Planos de emplazamiento de FV y líneas de distribución.....		62

## Lista de Imágenes

Ilustración 1: Localización de la ciudad San Antonio de Palé y de los tres pueblos visitados Awal, Mábana y Angandji (Fuente: Google Earth) .....	7
Ilustración 2: Datos de radiación e índice de claridad en Annobón (Fuente: NASA) .....	11
Ilustración 3: Datos de temperatura en Annobón (Fuente: NASA) .....	12
Ilustración 4: Datos de precipitación y humedad relativa en Annobón (Fuente: NASA) .....	12
Ilustración 5: Localización de San Antonio de Palé (fuente: Google Earth) .....	13
Ilustración 6: Vista aérea de la ciudad de San Antonio de Palé (fuente: TTA).....	13
Ilustración 7: Localización de plantas de Maeci Solar (en construcción y futuras) (Fuente: Google Earth) .....	15
Ilustración 8: Vista de planta fotovoltaica de 1.5 MWp en construcción en la pista del aeropuerto .....	15

Ilustración 9: Planta FV de GETESA con generador solar (izquierda) y acumulación (derecha) .....16

Ilustración 10: Registros de la potencia por fase de la planta de generación de SEGESA durante tres días .....17

Ilustración 11: Perfil de carga basado en los registros de 6 al 8 de noviembre 2018.....18

Ilustración 12: Registros de la potencia por fase del consumo de la línea de distribución residencial elegida (zona C) .....18

Ilustración 13: Localización de los abonados futuros a la red nacional SEGESA.....20

Ilustración 14: Perfil de carga futuro estimado de los abonados actuales de SEGESA.....21

Ilustración 15: Registros de datos del consumo de la “BaseVie” de SOMAGEC del 6 al 7 de noviembre 2018 .....21

Ilustración 16: Perfil de carga diario de la BaseVie basado en los registros del 6 y 7 de noviembre 2018 .....22

Ilustración 17: Vista frontal y vista aérea del hotel en construcción en San Antonio de Palé (Fuente: TTA y Google Earth) .....22

Ilustración 18: Perfil de carga diario estimado del futuro hotel en San Antonio de Palé.....23

Ilustración 19: Vista general y de la entrada de la nueva escuela pública en Annobón (fuente: TTA).....24

Ilustración 20: Vista aérea de la nueva escuela de San Antonio de Palé (Fuente: Google Earth) .....24

Ilustración 21: Perfil de carga diario estimado de la nueva escuela pública en San Antonio de Palé .....25

Ilustración 22: Vista aérea y de la entrada del nuevo hospital de San Antonio de Palé (Fuente: Google Earth y TTA) .....25

Ilustración 23: Sala de distribución eléctrica del nuevo hospital de San Antonio de Palé (fuente: TTA) .....26

Ilustración 24: Perfil de carga diario para el nuevo hospital de San Antonio de Palé .....26

Ilustración 25: Vista aérea y vista de la entrada del nuevo centro de formación profesional (Fuente: Google Earth y TTA).....27

Ilustración 26: Perfil de carga diario estimado del nuevo centro de formación de San Antonio de Palé .....27

Ilustración 27: Perfil de carga total futuro en San Antonio de Palé .....28

Ilustración 28: Comparación de la demanda actual de los abonados actuales con la demanda futura total en San Antonio de Palé .....28

Ilustración 29: Vista aérea del pueblo de Awal y perímetro actual (Fuente: Google Earth) .....29

Ilustración 30: Imágenes de la iglesia antigua de Awal .....30

Ilustración 31: Imágenes de la iglesia nueva de Awal .....30

Ilustración 32: Perfil de carga desglosado en año 1 y perfil de demanda de diseño en año 5 en Awal .....31

Ilustración 33: Previsión de demanda anual futura de Awal, del año +1 al año +5.....31

Ilustración 34: Vista aéreas del pueblo de Mábana (Fuente: Google Earth) .....32

Ilustración 35: Imagen del centro de salud en construcción en Mábana.....33

Ilustración 36: Imágenes del exterior e interior de la Iglesia en Mábana .....33

Ilustración 37: Imagen de la casa del presidente del consejo de Mábana .....33

Ilustración 38: Perfil de carga desglosado en año 1 y perfil de demanda de diseño en año 5 en Mábana.....34

Ilustración 39: Previsión de demanda anual futura de Mábana, del año +1 al año +5 .....35

Ilustración 40: Vistas aéreas del pueblo de Angandji al este de la isla de Annobón (Fuente: Google Earth).....35

Ilustración 41: Vistas del pueblo de Angandji.....36

Ilustración 42: Vistas del exterior e interior de la Iglesia en Angandji.....36

Ilustración 43: Perfil de carga desglosado en año 1 y perfil de demanda de diseño en año 5 en Angandji.....37

Ilustración 44: Previsión de demanda anual futura de Angandji, del año +1 al año +5 .....37

Ilustración 45: Diagrama Unifilar de la planta .....41

Ilustración 46: Producción eléctrica por mes por tipo de fuente .....42

Ilustración 47: Resultados de simulación durante una semana de marzo .....42

Ilustración 48: Plano de emplazamiento de la planta solar.....52

Ilustración 49: Plano de líneas de distribución de media tensión y de emplazamiento de transformadores.....53

Ilustración 50: Plano de líneas de distribución de media tensión en San Antonio de Palé .....54

Ilustración 51: Plano de líneas de distribución de baja tensión en Awal (Santa Cruz) .....54

Ilustración 52: Plano de líneas de distribución de baja tensión en Aangandji (San Pedro).....55

Ilustración 53: Plano de líneas de distribución de baja tensión en Mábana (San Antonio) .....55

## Lista de Tablas

Tabla 1: Resumen del tipo de conexión y categorías (de acuerdo con la metodología estandarizada de TTA – Ejemplo).....	8
Tabla 2: Datos mensuales de variables meteorológicos en Annobón (fuente: NASA) .....	11
Tabla 3: Tramos de la línea eléctrica de SEGESA .....	14
Tabla 4: Información de generadores Diésel de SEGESA.....	14
Tabla 5: Número y tipo de abonados estimados .....	16
Tabla 6: Información de demanda de abonados potenciales con consumo alto .....	19
Tabla 7: Resumen de demanda futura de San Antonio de Palé .....	27
Tabla 8: Análisis de demanda diaria estimada para Awal .....	30
Tabla 9: Análisis de demanda diaria estimada para Mábana .....	34
Tabla 10: Análisis de demanda diaria estimada para Angandji .....	36
Tabla 11: Resumen del estudio de demanda futura de San Antonio de Palé, Awal, Mábana y Angandji.....	38
Tabla 12: Datos generales de la planta.....	41
Tabla 13: Vida útil de equipos .....	42
Tabla 14: Requerimientos generales de componentes .....	43
Tabla 15: Requerimientos específicos para los componentes .....	44
Tabla 16: Costes de inversión .....	56
Tabla 17: Coste de combustible en San Antonio de Palé .....	56
Tabla 18: Personal principal de operación y mantenimiento y salarios .....	57
Tabla 19: Análisis de viabilidad de la planta FV para Annobón .....	57
Tabla 20: Gases emitidos por planta solar-híbrida y planta térmica .....	59
Tabla 21. Modos de operación del contador en función del estado del sistema bajo algoritmo EDA.....	61

## Tabla de Acrónimos

BT	Baja Tensión
CA	Corriente Alterna
CAPEX	<i>CAPital EXpenditures</i> (Inversiones en bienes de capitales)
CC	Corriente Continua
CEM	Condiciones Estándar de Medida
CEMAC	Comunidad Económica Monetaria África Central
EDA	<i>Energy Daily Allowance</i> (Cupo Diario de Energía)
FV	Fotovoltaica
GEF	<i>Global Environmental Facility</i>
HPS	Horas Pico Solar
kW	Kilovatio
kWp	Kilovatio-pico
kWh	Kilovatio-hora
LCOE	<i>Levelized Cost Of Electricity</i> (Coste ponderado de electricidad)
MAGBMA	Ministerio de Agricultura, Ganadería, Bosques y Medioambiente
MIE	Ministerio de Industria y Energía
O&M	Operación y Mantenimiento

OPEX	<i>Operational EXpendiutre</i> (Gastos operacionales)
PNUD	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
TIR	Tasa interna de retorno
TTA	Trama TecnoAmbiental
SEGESA	Sociedad de Electricidad de Guinea Ecuatorial, S.A.

# 1. Introducción

## 1.1. Proyecto de Energía Sostenible Para Todos (SE4ALL)

El Gobierno de Guinea Ecuatorial, a través de los ministerios de Agricultura, Ganadería, Bosques y Medioambiente (MAGBMA) y el Ministerio de Industria y Energía (MIE), junto con el Fondo Mundial para el Medioambiente (GEF, por sus siglas en inglés) y el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD Guinea Ecuatorial) coordinan la ejecución del proyecto **“Energía Sostenible para Todos: Promoviendo hidroelectricidad a pequeña escala en Bioko y otras soluciones de energías limpias para islas remotas”**. El objetivo de este proyecto es crear un mercado para soluciones de energía renovable descentralizadas en las islas pequeñas y territorios remotos. El objetivo se alcanzará abordando la debilidad de los marcos de oferta tecnológica, comerciales y político-institucionales del país, y afrontando las causas fundamentales de las barreras para la utilización de energías renovables (ER) en el país. Este proyecto está en línea con la visión del Gobierno tendente a proporcionar energía para todos, articulado con el Plan de Desarrollo Nacional “Horizonte 2020”.

El proyecto consta de los siguientes componentes: (1) Planificación de energías limpias y políticas para implementación y expansión; (2) demostración de tecnologías de energías limpias (hidroeléctricas); (3) demostración de tecnologías de energías limpias (solares); (4) Conocimiento y capacidad de desarrollo de energías limpias.

## 1.2. Estudio de Pre-Viabilidad

Dentro del componente (3) del proyecto de SE4ALL, se incluye el de Plan de viabilidad y de negocios para energía solar (Annobón) y evaluación de recursos y pre-viabilidad (solar para zonas rurales/remotas).

La **“Evaluación de Recursos y Pre-Viabilidad para proyectos del sistema híbrido solar en Annobón”** se encuentra enmarcado en este componente 3 y tiene como objetivo estudiar la factibilidad de electrificación de la isla de Annobón a través de energía solar y preparar los pliegos técnicos para la licitación de la construcción de dichas plantas. Las comunidades seleccionadas son todos los pueblos incluidos en la isla: la ciudad de **San Antonio de Palé** y los pueblos **Awal** (Santa Cruz) en el oeste, **Mábana** (San Antonio) en el sur y **Angandji** (San Pedro) en el oeste de la isla.

El trabajo se realiza en estrecha colaboración con el Gerente del Proyecto GEF, el MAGBMA, el MIE y la empresa nacional de energía SEGESA.

## 1.3. Visita de campo

La información utilizada para la realización de este estudio proviene principalmente de la visita de campo hecha por miembros de TTA, representantes de ministerios en Annobón y la empresa nacional de energía de SEGESA entre el 3 y el 9 de noviembre de 2018. Durante esta misión se visitaron las cuatro comunidades y se realizaron reuniones con los representantes de Ministerio y de SEGESA, con las empresas privadas SOMAGEC y MAECI Solar, y con los diferentes abonados de SEGESA en Annobón.



Ilustración 1: Localización de la ciudad San Antonio de Palé y de los tres pueblos visitados Aual, Mábana y Angandji (Fuente: Google Earth)

## 2. Estudio de pre-viabilidad

### 2.1. Datos básicos para el estudio de pre-viabilidad

En este capítulo se presentan las metodologías propuestas para obtener los datos necesarios para el estudio de pre-viabilidad del proyecto.

#### 2.1.1. Demanda de energía

La mayor parte de la población de Annobón reside en la ciudad de San Antonio de Palé, debido a que todas las infraestructuras y servicios se centralizan allí (electricidad, red de agua, escuelas, centros de salud, administración y comercios). Sin embargo, según conversaciones mantenidas durante la misión, una parte significativa de esta población (se estima que hasta un 60%) se desplaza a las otras poblaciones de la isla de menor tamaño (Awal, Mébana y Angandji) durante las vacaciones escolares. Durante el resto del año, la gente visita estos poblados solo de forma esporádica y puntual, salvo un par de residentes que permanecen en los poblados de forma permanentemente.

La ciudad de San Antonio de Palé actualmente solo cuenta con un servicio eléctrico interrumpido que se ofrece por medio de grupos electrógenos propiedad de SEGESA. Durante la visita de campo se instaló un analizador de redes en los grupos electrógenos para medir y registrar la demanda de la ciudad. Para la estimación de la demanda futura en San Antonio se han considerado varias hipótesis en cuanto a la evolución de la demanda actual y nuevas conexiones que se presentan en el capítulo 2.2.1.

En cuanto a las otras comunidades, estas se encuentran actualmente sin servicio eléctrico salvo algunos particulares que disponen de sus propios grupos electrógenos. Por ello, en estas poblaciones la curva de la demanda se ha estimado mediante la información cualitativa recogida durante la visita sobre las necesidades energéticas de la población, la demanda de los abonados de san Antonio de Palé, así como la experiencia de TTA en electrificación rural en África Subsahariana.

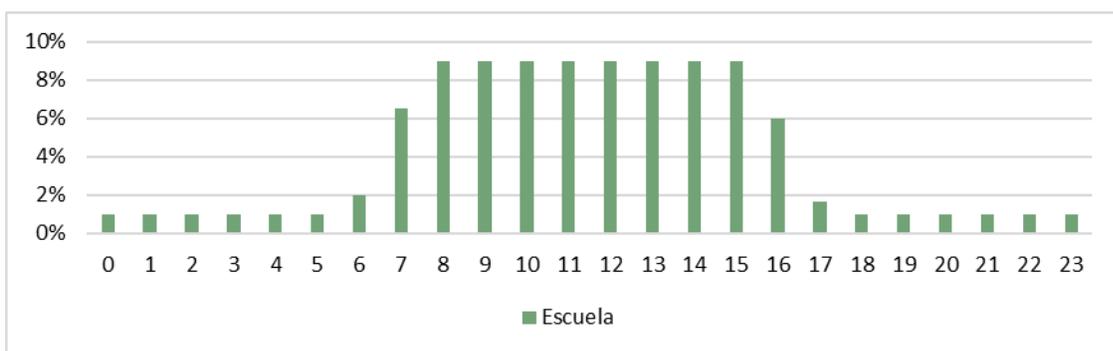
Según la metodología de TTA para estimación de demanda energética, a cada conexión potencial se le asigna una cantidad de energía diaria (Cupo Diario de Energía o EDA por sus siglas en inglés – *Energy Daily Allowance*) y una curva de distribución. Véase el capítulo 6.1 para más información relativa a EDA. Un ejemplo de dichos tipos de conexión, según los 30 años de experiencia de campo de TTA, se da en la siguiente tabla. Cada tipo de conexión se divide en varias categorías que van de 1 a 3 atendiendo a los niveles de demanda de energía, y para cada una de estas categorías se define la energía diaria asegurada (EDA), así como la proporción de ocurrencia de cada una de ellas en relación al total para un tipo de conexión dado.

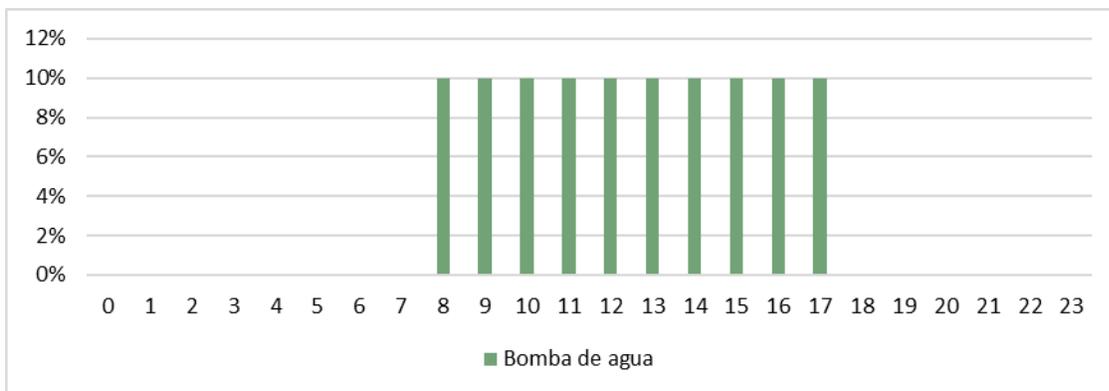
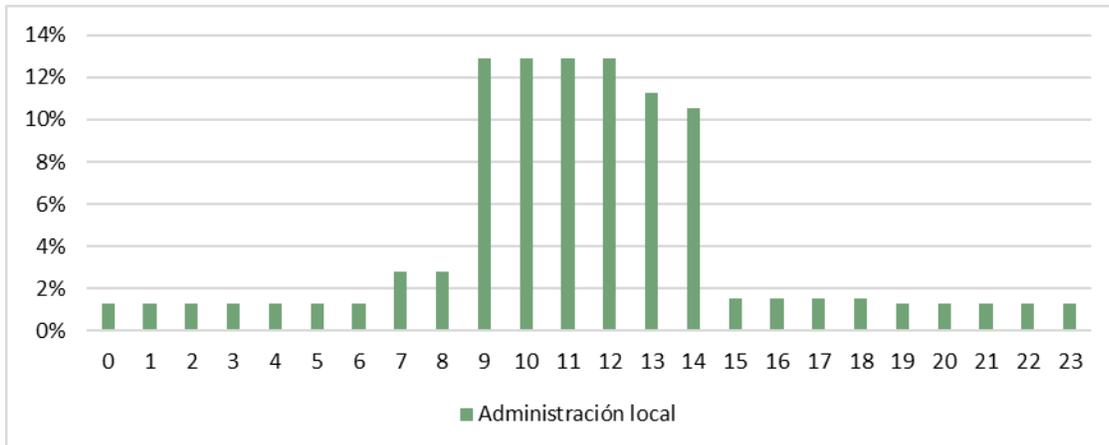
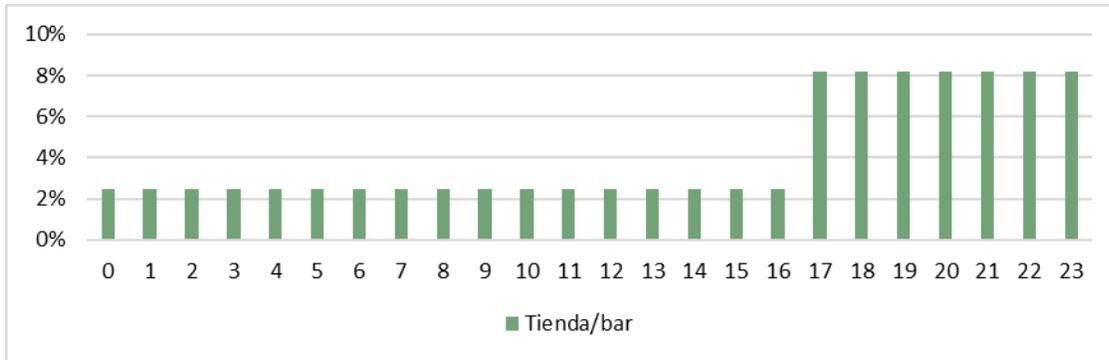
**Tabla 1: Resumen del tipo de conexión y categorías (de acuerdo con la metodología estandarizada de TTA – Ejemplo)**

Tipo de conexión	Categoría 1			Categoría 2			Categoría 3		
	Cat. 1	EDA (Wh/día)	Proporción	Cat. 2	EDA (Wh/día)	Proporción	Cat. 3	EDA (Wh/día)	Proporción
Residencial (RE)	RE-básico	275	25%	RE-intermedio	550	60%	RE-alto	1,650	15%
Comercial (CO)	CO-básico	550	50%	CO-intermedio	1,650	38%	CO-alto	3,850	13%
Institucional (IN)	IN-básico	550	100%						
Sitios religiosos (SR)	SR-mezquita	550	50%	SR-iglesia	1,650	50%			
Centro de educación (CE)	CE-básico	550	33%	CE-intermedio	1,650	33%	CE-alto	3,850	33%
Centro de salud (CS)	CS-básico	550	50%	CS-intermedio	1,650	50%			

<b>Torre de telecomunicación (TT)</b>	TT-básico	5,500	100%						
<b>Molino de grano (MG)</b>	MG-básico	2,200	50%	MG-intermedio	4,400	50%			
<b>Bomba de agua</b>	Según número de habitantes								

Las siguientes gráficas muestran la distribución de demanda de algunos tipos de conexiones, que se usan para la construcción del perfil de carga del pueblo.





### 2.1.2. Datos meteorológicos

Los datos de la radiación horizontal global y temperatura usada para este estudio provienen de la base de datos de NASA<sup>1</sup>. La Tabla 2 y las gráficas siguientes muestran los datos promedios mensuales de radiación diaria, temperatura, humedad relativa, precipitación e índice de claridad en Annobón. La radiación solar tiene valores máximos en septiembre (7.36 kWh/m<sup>2</sup>/día), coincidiendo con el final de la época seca (entre junio y octubre) mientras los meses de radiación mínima son durante el verano, de enero a mayo (entre 4.90 y 5.95 kWh/m<sup>2</sup>/día). El índice de claridad supera el 50% durante todo el año.

<sup>1</sup> Base de datos de meteorología de NASA, datos horarios de enero a diciembre 2014 para la radiación y la temperatura, y datos promedio mensuales durante 30 años (1984-2013) para humedad, precipitación e índice de claridad.

La temperatura no sigue la misma tendencia que la radiación; temperaturas máximas ocurren el mes de abril (27.89 °C) y temperaturas mínimas en julio (22.41 °C), con poca variación entre los meses, aunque las diferencias entre invierno y verano son más claras que en el continente. Las precipitaciones son menos intensas que en el continente y únicamente se diferencian una estación seca durante el invierno y una de lluvias durante el verano.

Tabla 2: Datos mensuales de variables meteorológicas en Annobón (fuente: NASA)

Mes	Radiación diaria (kWh/m <sup>2</sup> /día)	Temperatura (°C)	Humedad relativa (%)	Precipitación (mm/día)	Índice de claridad
Enero	5,84	26,75	83,22	4,68	0,52
Febrero	5,95	27,29	82,72	4,42	0,52
Marzo	4,90	27,32	82,86	5,60	0,52
Abril	5,29	27,89	83,86	5,42	0,54
Mayo	5,59	27,20	84,30	2,45	0,59
Junio	6,50	24,99	82,91	0,53	0,62
Julio	6,88	22,41	82,07	0,19	0,59
Agosto	6,62	23,15	81,92	0,15	0,57
Septiembre	7,36	23,85	82,04	0,28	0,56
Octubre	6,77	25,40	82,05	1,12	0,56
Noviembre	6,19	25,86	83,96	2,97	0,54
Diciembre	6,22	26,09	84,61	4,47	0,51
Promedio	6.17	25.68	83,04	2,69	0,55

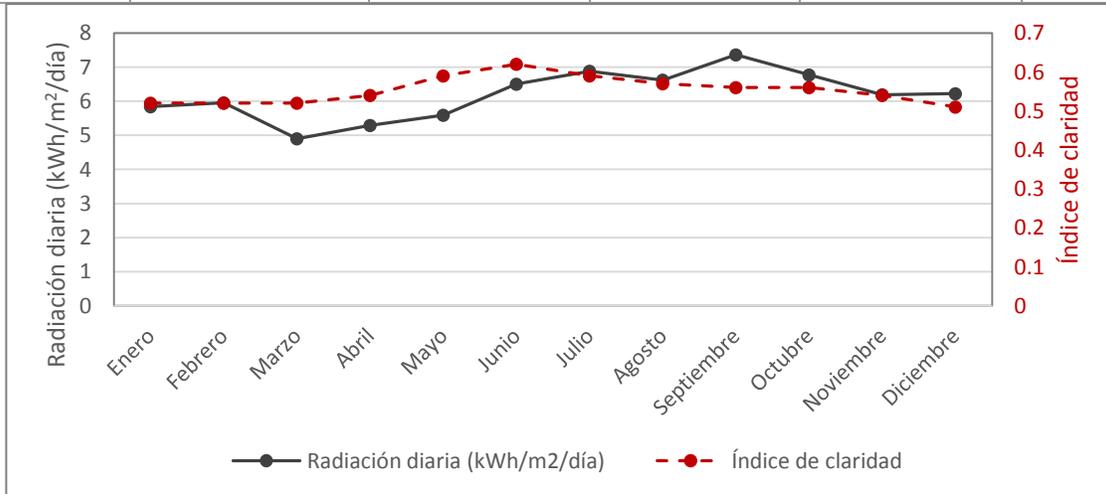


Ilustración 2: Datos de radiación e índice de claridad en Annobón (Fuente: NASA)

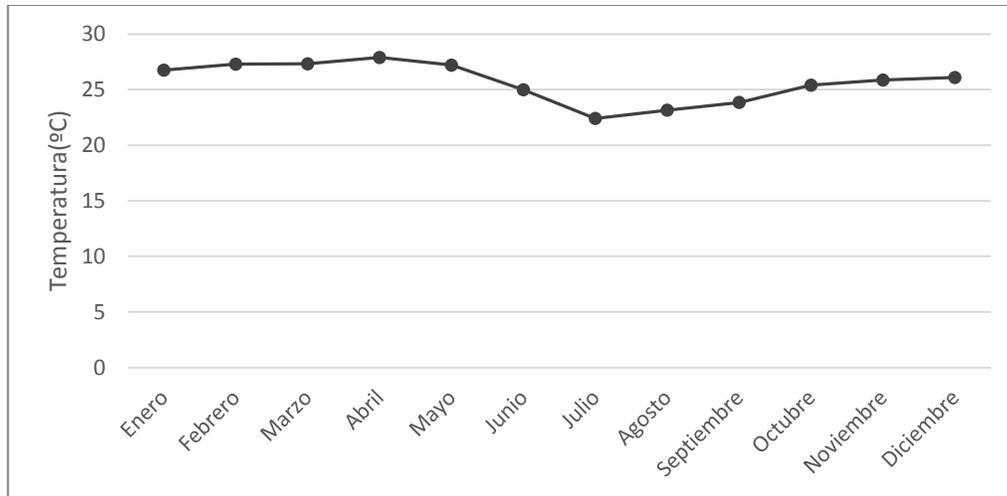


Ilustración 3: Datos de temperatura en Annobón (Fuente: NASA)

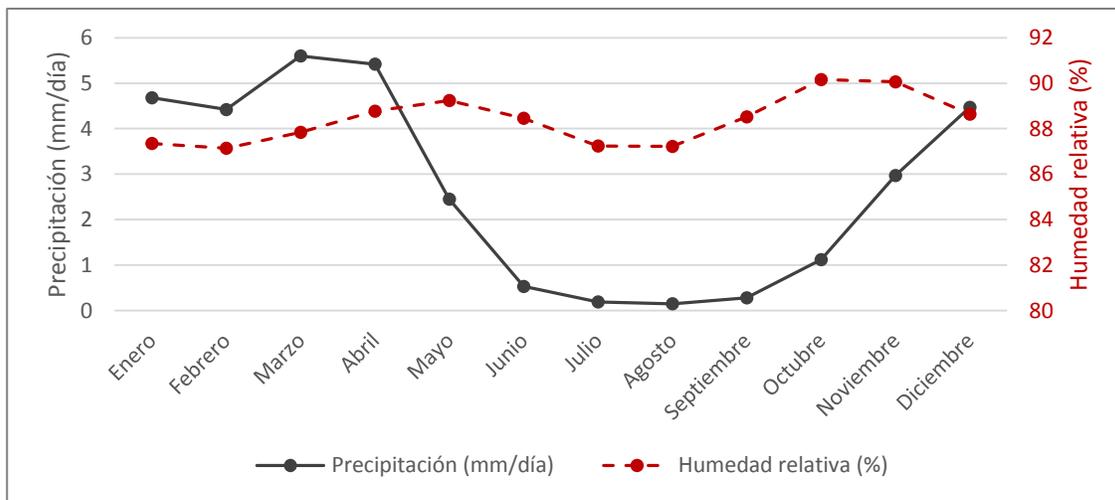


Ilustración 4. Datos de precipitación y humedad relativa en Annobón (Fuente: NASA)

## 2.2. Estudio de demanda

### 2.2.1. San Antonio de Palé

#### 2.2.1.1. Descripción general

San Antonio de Palé (1°24'31"S, 5°37'49"E) es la capital de la provincia de Annobón. La superficie de la ciudad es de 607,000 m<sup>2</sup>. La ciudad está localizada en el norte de la isla de Annobón, incluye un puerto y un aeropuerto y es la sede administrativa y de actividades comerciales de la isla. A parte de la pesca, otras actividades económicas comunes en la ciudad son la agricultura para consumo propio y el comercio de pequeña escala.

La época con mayor actividad comercial es la semana de la navidad, durante la cual se atrae gente de todo el país. Otro día de celebración, con una alta actividad comercial es el 13 de junio. Por el contrario, durante los meses de vacaciones escolares (de julio a septiembre), la mayoría de la población se desplaza a los poblados, por lo que el nivel de actividad en la capital se ve reducido.

Actualmente hay varias infraestructuras para servicios públicos en construcción en la zona oeste de la ciudad, entre los cuales se incluyen una escuela, un hospital, un centro de formación profesional, así como un hotel.



Ilustración 5: Localización de San Antonio de Palé (fuente: Google Earth)



Ilustración 6: Vista aérea de la ciudad de San Antonio de Palé (fuente: TTA)

En San Antonio de Palé hubo 1.419 votantes censados en 2017 y hay alrededor de 1.700 viviendas construidas (información adaptada de un estudio de 2014). De estas, 40% están habitadas permanentemente (o 700 en total) y el resto es de gente que reside en Malabo, en la parte continental del país o en el extranjero. La ciudad se divide en 6 zonas (A-F), cada una con su presidente.

El salario base de un funcionario son 120.000 FCFA. Con pequeños negocios informales en paralelo, como la venta de pescados, frutas/verduras, bebidas y otros productos de alimentación caseros (aceite de palma, pan y otros), los ingresos mensuales por familia pueden llegar a 300.000 FCFA.

#### 2.2.1.2. *Suministro de energía actual*

El servicio eléctrico de San Antonio de Palé está operado por la empresa nacional de energía SEGESA y se hace a través de grupos electrógenos de diésel. SEGESA es responsable para la operación y mantenimiento de los generadores, la línea de distribución eléctrica y el alumbrado público, así como el cobro de las facturas de sus abonados.

Históricamente, SEGESA ofrecía servicio ininterrumpido a través de 2 grupos electrógenos que funcionaban uno tras otro. Los abonados se facturaban a través de su lectura de contador. Luego algunos pasaron a un sistema de facturación de prepago. Sin embargo, actualmente la ciudad dispone de un servicio de electricidad interrumpido, de 11:00 a 15:30 y de 18:30 a 6:30 por avería del segundo generador y los abonados pagan una tarifa fija de entre 6.100 FCFA/mes y 7.500 FCFA/mes, independientemente de su consumo.

Algunos abonados además tienen su propio generador de respaldo, para suministrar durante las horas fuera del servicio eléctrico de SEGESA.

La distribución eléctrica está dividida en nueve tramos:

**Tabla 3: Tramos de la línea eléctrica de SEGESA**

Tramo	Descripción
1	Zona A
2	Zona B
3	Zona C
4	Zona D
5	Zona E
6	Zona F
7	Casa presidencial
8	Zona presidencial (administración)
9	Alumbrado público

Según la información recopilada durante la visita, la electricidad se suministra a través de solo un generador de 550 kVA, ya que los otros se encuentran fuera de funcionamiento debido a averías mecánicas o de sus controladores. La información técnica de los cuatro generadores de SEGESA recopilada durante la visita es la siguiente:

**Tabla 4: Información de generadores Diésel de SEGESA**

Generador	Potencia nominal (kVA)	Potencia nominal (kW)	Marca de controlador	Averiado
Taylor TD 500	550	440	Intelvision 5 Control	No
Cumnins	1030	824	Himoinsa CEM6	Sí
Leroy Somer	1130	904	DEIF multi-line AGC	Sí
CGT	520	416	Deep Sea DSE7320	Sí

El combustible proviene de la ciudad de Bata por vía marítima y en Annobón no se registra la cantidad mensual que consumen sus generadores. La información en cuanto al número de abonados o el coste mensual de combustible de SEGESA en Annobón solo parece estar disponible en la oficina de SEGESA en Malabo y por el momento no ha sido posible obtener dicha información.

### 2.2.1.3. Otros proyectos de energía solar

En las cercanías de la pista del aeropuerto están actualmente instalados 1.5 MWp de energía solar. Esta planta está en fase de construcción desde 2015 y no existe información sobre la fecha de puesta en marcha y conexión con la red de SEGESA. La construcción está a cargo de la empresa Maeci Solar, que también ha estado involucrada en la instalación de 115 farolas de alumbrado público, si bien este proyecto también está por terminar pues falta el cableado.

Entre los planes futuros de Maeci Solar se encuentra la construcción de 2 plantas solares adicionales de 1 MWp y 2,5 MWp respectivamente, alcanzando así un total de 5 MWp instalados en la isla. La localización de las 3 plantas solares se identifica en la imagen siguiente.



Ilustración 7: Localización de plantas de Maeci Solar (en construcción y futuras) (Fuente: Google Earth)



Ilustración 8: Vista de planta fotovoltaica de 1.5 MWp en construcción en la pista del aeropuerto

Existen usuarios particulares fuera de la red de SEGESA que generan su propia energía a través de generación solar. Estas incluyen la empresa nacional de telefonía GETESA, la cual genera energía para alimentar sus parabólicas, su torre de telecomunicación y su repetidor, así como unas cargas prioritarias del aeropuerto.



Ilustración 9: Planta FV de GETESA con generador solar (izquierda) y acumulación (derecha)

#### 2.2.1.4. Demanda y perfil de carga actual

Durante la visita de campo, se ha recogido información en cuanto a la demanda actual y futura de la ciudad de San Antonio de Palé, a través de entrevistas con representantes del gobierno, SEGESA, empresas privadas y abonados de SEGESA residenciales, comerciales e institucionales.

Además, se ha instalado un analizador de red eléctrica en varios puntos de generación (total de generación, demanda de la zona C y alumbrado público).

De momento, a parte de las 700 viviendas, existen los siguientes abonados estimados:

Tabla 5: Número y tipo de abonados estimados

Tipo de abonado	Número
Residenciales	700
Comerciales	13
Instituciones públicas <sup>2</sup>	4
Farmacias	3
Puesto de salud	1
Hostal	1
Iglesias	3
Telecomunicación	3
Escuelas	3
Acampamiento militar	1
Estadio	1
Alumbrado público	1

<sup>22</sup> Sede de administración, Ayuntamiento, oficina de SEGESA, casa de presidente del Estado

Tipo de abonado	Número
Número total de abonados	734

A parte de los abonados de la Tabla 5, existen otros consumidores de energía que usan su propio generador eléctrico y que no prevén conectarse a la red de SEGESA. Estos incluyen el aeropuerto, 3 depuradores de agua y el sitio de obras de SOMAGEC.

En la Ilustración 10 se muestran los datos de potencia acumulada por fase registrados a través del analizador de redes, durante tres días. Se observa claramente como la demanda de la ciudad es casi plana, tiene muy poca variación a lo largo del día. Esto es debido al hecho que la tarifa plana aplicada actualmente no incentiva un uso racional de la energía entre a los abonados. Eso resulta en que la gente deja encendidas las cargas continuamente, como por ejemplo las luces y los ventiladores. La demanda tiene un máximo de 180 kW entre las 19:00 y 22:00. En seguida, la demanda se disminuye y llega a un mínimo de 160 kW alrededor de las 4:00. Entre las 11:30 y 15:30 del mediodía, la demanda es constante alrededor de 170 kW.

Cabe destacar que las mediciones muestran como las fases están bien equilibradas, ya que la potencia de las tres fases tiene un valor muy parecido durante el periodo de medición.

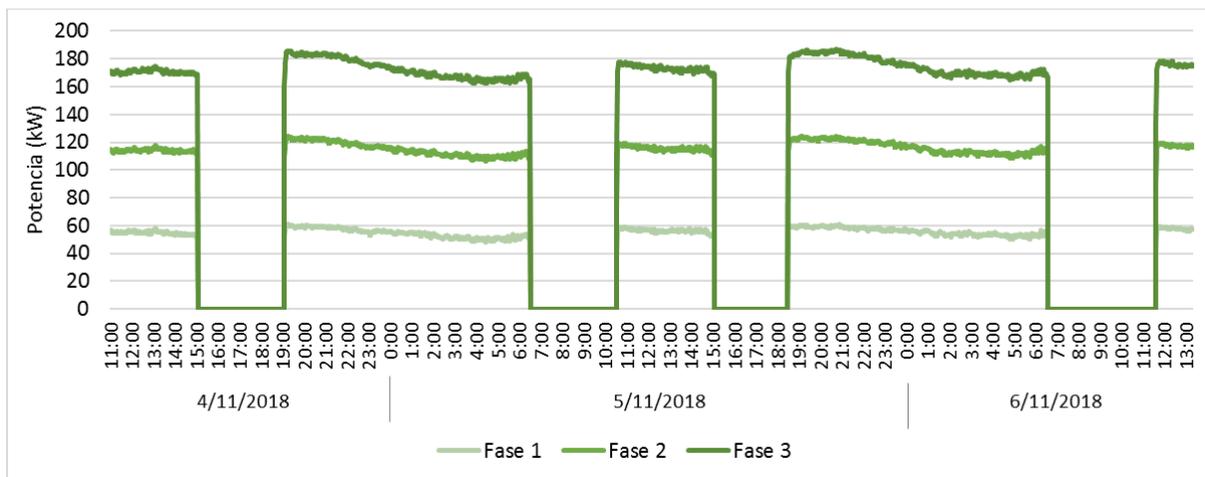


Ilustración 10: Registros de la potencia por fase de la planta de generación de SEGESA durante tres días

El perfil de carga promedio horario de los registros de datos se muestra en la Ilustración 11. Según la información recogida durante la visita, se sugiere dividir las cargas en cuatro categorías:

- Cargas de base: neveras y congeladores
- Cargas de ciclo diario: luces, ventiladores, aparatos de música, televisión
- Alumbrado público
- Cargas diferibles: planchas, cocina eléctrica, hervidor de agua, etc

El alumbrado público está encendido de las 18:30 a las 06:00 cada día y se activa a través de un sensor crepuscular. El consumo del alumbrado público se ha estimado con el número aproximado de las farolas y su potencia unitaria. Durante la visita, se ha visto que había aproximativamente unas 150 farolas de 72 W de tecnología LED, así que se estima una potencia instalada de 10.8 kW que corresponde a un consumo diario de 124.2 kWh/día.

El perfil de carga actual se presenta en el siguiente gráfico. Para su obtención se han considerado las siguientes hipótesis:

- Cargas de base: las neveras y congeladores consumen el 60% de la demanda nocturna y 65% de la demanda diurna, debido a su uso frecuente.
- Cargas de ciclo diario: La mayoría de las luces y ventiladores de los abonados se quedan encendidos durante el día. Su proporción diurna es 20% del consumo total horario y 15% durante la noche.

- Cargas diferibles: Funcionan principalmente durante las horas diurnas (15%) y 10% en las horas nocturnas, respecto al consumo total horario.

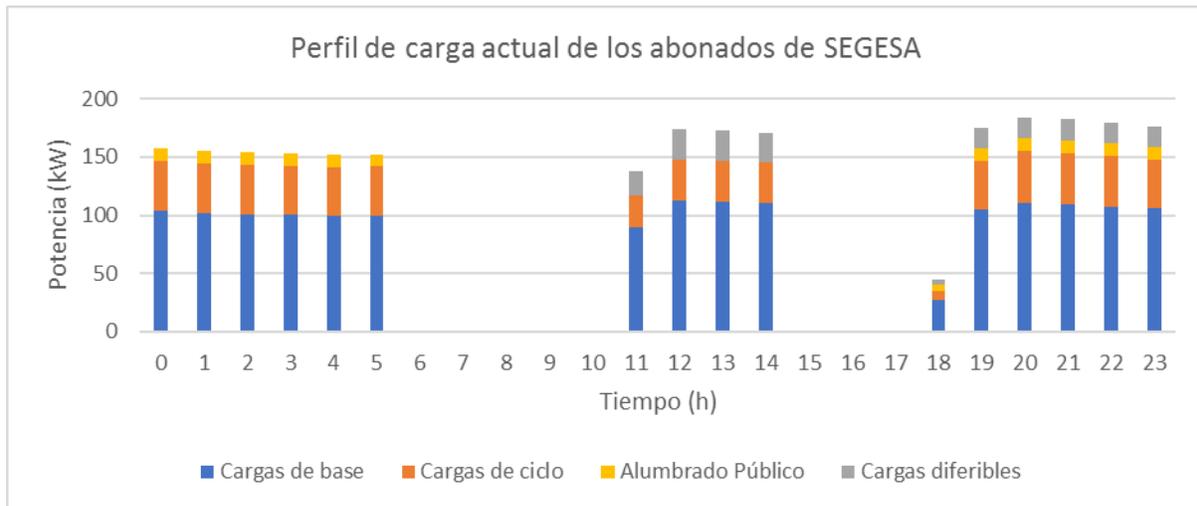


Ilustración 11: Perfil de carga basado en los registros de 6 al 8 de noviembre 2018

Adicionalmente, durante la misión se midió la demanda de una línea de distribución en particular que incluye la zona C (zona con abonados residenciales) y esto permite tener un perfil de carga actual de tipo residencial. La Ilustración 12 muestra la potencia instantánea para cada una de las fases de esta línea de distribución.

La demanda tiene su máximo de 80 kW entre las 19:00 y 20:00. La demanda baja durante la noche a su mínimo de 46 kW a las 4:30. Durante el día, entre las 11:00 y 15:00, la demanda varía entre 50 kW y 70 kW con su máximo a las 11:00.

Además, se puede ver que las fases no están bien equilibradas, ya que la potencia de las tres fases tiene valores diferentes en cada momento.

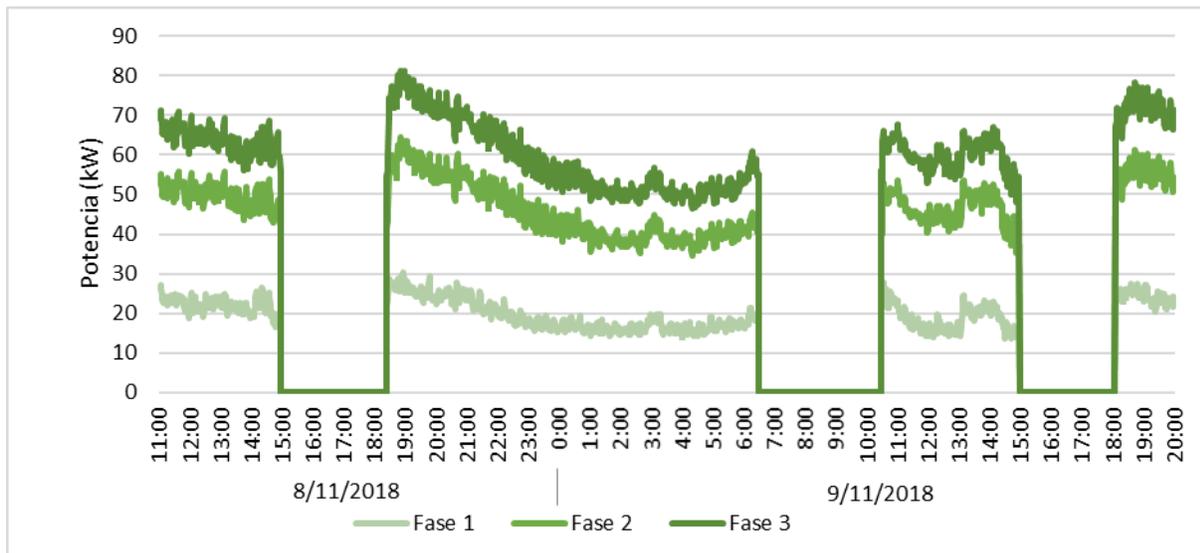


Ilustración 12: Registros de la potencia por fase del consumo de la línea de distribución residencial elegida (zona C)

En la tabla siguiente se describen brevemente los diferentes tipos de abonados que se encuentran en la ciudad de San Antonio de Palé:

Tabla 6: Información de demanda de abonados potenciales con consumo alto

Tipo de abonado	Descripción y comentarios	Demanda diaria actual estimada (Wh/día)
<b>Residencias básicas</b>	Consumo constante de iluminación y ventiladores y puntualmente televisión y cargas de móviles.	1210
<b>Residencias medianas</b>	Consumo constante de iluminación, ventiladores, 1 nevera y 1 congelador. Puntualmente televisión, cargas de móviles, sistema de sonido, plancha y cocina eléctrica	4860
<b>Residencias grandes</b>	Consumo constante de iluminación, ventiladores, 1 nevera y 2 congeladores. Puntualmente televisión, cargas de móviles, sistema de sonido, plancha, cocina eléctrica, horno y lavadora	8400
<b>Comercios básicos</b>	Consumo constante de iluminación, ventiladores, 1 nevera y 1 congelador.	2030
<b>Comercios grandes</b>	Consumo constante de iluminación, ventiladores, 1 nevera y 2 congeladores grandes. Puntualmente sistema de sonido.	6050
<b>Alumbrado público</b>	El alumbrado público está encendido entre las 18:30 y 6:00 y se activa a través de un luxómetro. Cada farola es de 72 W, de tecnología LED.	124.200

#### 2.2.1.5. Demanda y perfil de carga futuro

En este capítulo se estima la demanda futura de la ciudad de San Antonio de Palé. Primero se estima la demanda futura de los abonados actuales de SEGESA (residencias, comercios y otros servicios y empresas) en caso de que el servicio eléctrico fuera ininterrumpido. Además de las cargas actuales, se añaden las siguientes cargas que se pueden ver en la Ilustración 13: el complejo “BaseVie” de viviendas y oficinas de la empresa SOMAGEC, el nuevo hotel, el nuevo centro de formación profesional, el nuevo hospital y la nueva escuela.

Hay la intención al nivel nacional de construir dos distritos urbanos en el sur del hotel en los próximos años. Estos distritos no se incluyen en la demanda futura estimada por falta de información concreta sobre estos desarrollos.



Ilustración 13: Localización de los abonados futuros a la red nacional SEGESA

#### ABONADOS ACTUALES DE SEGESA

Actualmente, los abonados de SEGESA pagan una tarifa plana para un servicio eléctrico interrumpido. Sin embargo, se asume que cuando se mejore la calidad del servicio eléctrico en San Antonio y se ofrezca electricidad ininterrumpida, la tarifa eléctrica será variable y proporcional al consumo del abonado.

Como consecuencia, el perfil de carga de la ciudad cambiará porque la gestión del consumo de la población será diferente. Según la experiencia de TTA y según los registros de datos de la línea de distribución residencial elegida (Ilustración 12 anteriormente), el perfil de carga estimado sería el mostrado en la Ilustración 14.

Para establecer el perfil de carga futuro de los abonados actuales de SEGESA, no se ha considerado incremento de número de abonados y se ha hecho las siguientes hipótesis.

- El pico de la demanda futura será nocturno e igual al pico de demanda actual.
- Cargas de base: Se supone que su consumo se mantiene al mismo nivel que en el caso actual
- Cargas de ciclo: las luces, ventiladores, música y televisión corresponden a un consumo de 30 kW durante el día, de 50 kW de las 19:00 hasta la medianoche y 10 kW de medianoche hasta las 7:00
- Cargas diferibles: se supone que la población de San Antonio usará sus cargas diferibles principalmente durante las horas diurnas (12 kW) y menos durante la noche, sobre todo para cocinar (9 kW). No se consideran cargas diferibles entre la medianoche y las 6:00.
- Alumbrado Público: Se supone que en el futuro funcionarán las farolas existentes y las farolas instaladas por Maeci Solar que todavía no se han conectado (265 en total de 72 W cada una con un consumo agregado horario de 19.08 kW).

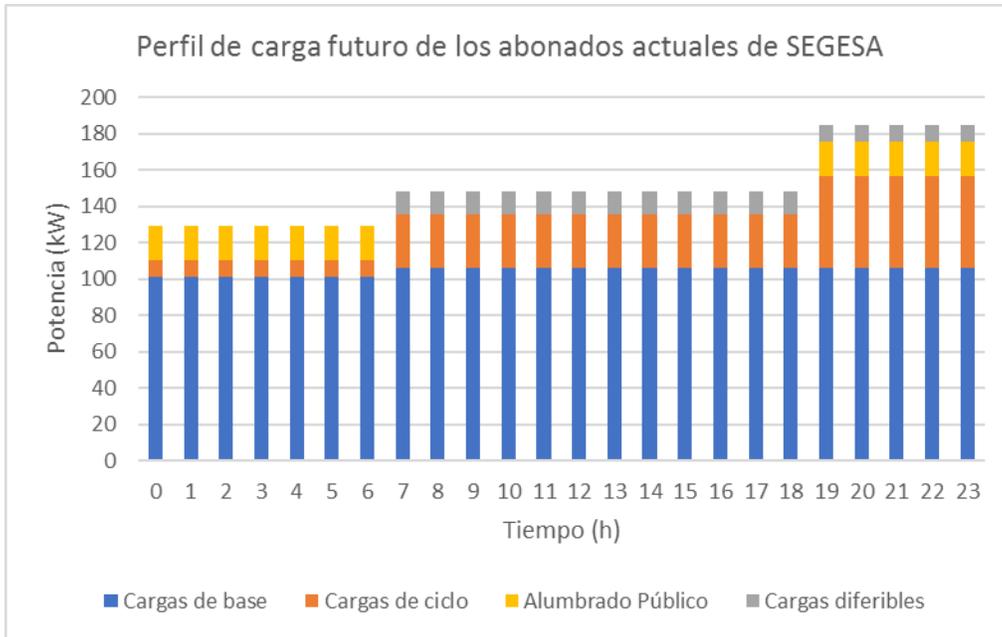


Ilustración 14: Perfil de carga futuro estimado de los abonados actuales de SEGESA

SOMAGEC BASEVIE

El complejo de viviendas y oficinas de SOMAGEC que se llama “BaseVie” está localizado encima del puerto. El suministro de electricidad del complejo se hace con dos grupos electrógenos PRAMAC 170 kVA, uno suministra por la noche y el otro durante el día.

En noviembre 2018, se han registrado 121 empleados viviendo en el complejo. El consumo de la “BaseVie” se ha medido con el analizador de red durante un día (del 6/11/2018 a las 15:00 hasta el 7/11/2018 a las 18:00). Se muestran en la Ilustración 15 los registros de datos de la generación de los dos grupos electrógenos por fase.

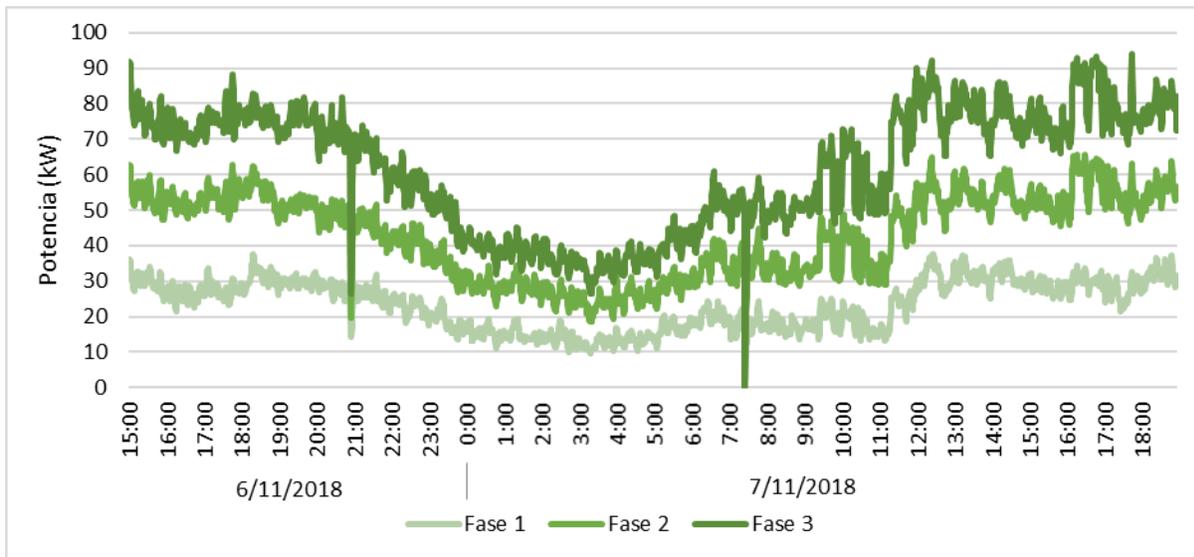


Ilustración 15: Registros de datos del consumo de la “BaseVie” de SOMAGEC del 6 al 7 de noviembre 2018

La demanda diaria medida el 6 y 7 de noviembre 2018 es de 1425 kWh/día con un pico de consumo entre las 12:00 y las 13:00. Se muestra en la siguiente ilustración el perfil de carga diario estimado de la "BaseVie" de SOMAGEC, que es resultado de un promedio horario de los registros de datos.

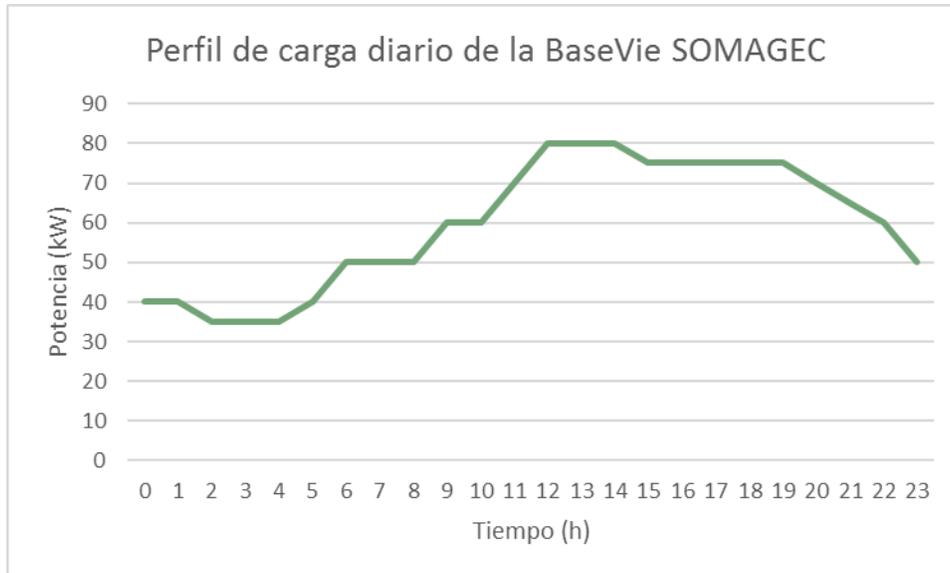


Ilustración 16: Perfil de carga diario de la BaseVie basado en los registros del 6 y 7 de noviembre 2018

#### FUTURO HOTEL

El nuevo hotel, que está en construcción, consiste en un edificio de 100 metros de largo que consta 4 niveles. Se presentan vistas del hotel en la Ilustración 17.



Ilustración 17: Vista frontal y vista aérea del hotel en construcción en San Antonio de Palé (Fuente: TTA y Google Earth)

Para estimar el consumo del futuro hotel, se usa como referencia un hotel de Africa Subsahariana, estudiado por TTA, con una demanda diaria de 2800 kWh/día. El perfil de carga se ve en la Ilustración 18. Su pico de consumo ocurre entre las 19:00 y 20:00 y durante la noche hay un consumo constante por cargas base (neveras, congeladores y luces de seguridad), igual al 25% de la potencia máxima.

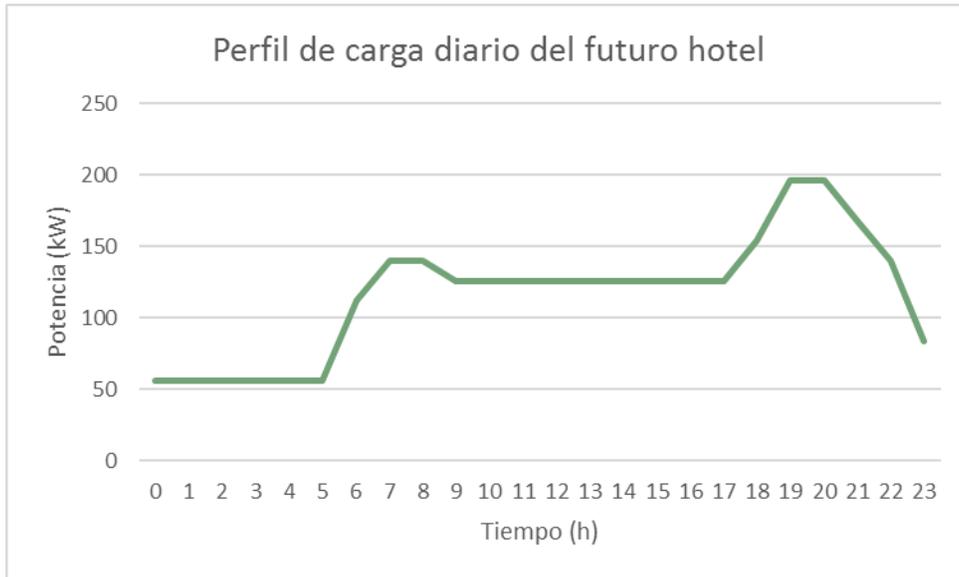


Ilustración 18: Perfil de carga diario estimado del futuro hotel en San Antonio de Palé

#### NUEVA ESCUELA

La nueva escuela está construida pero no operativa y está localizada al lado del aeropuerto. Consiste en un conjunto de edificios conectados entre ellos, distribuidos en un área de aproximativamente 200 m por 120 m. En la Ilustración 19 se ve una vista general y la entrada de la nueva escuela pública de San Antonio de Palé.





Ilustración 19: Vista general y de la entrada de la nueva escuela pública en Annobón (fuente: TTA)

Se ha estimado la demanda de la escuela pública según el número de aulas calculado a través de la vista aérea, que se puede ver en la Ilustración 20. Se consideran 40 aulas, cada una con 5 luces, 1 ordenador y 2 ventiladores. La demanda diaria estimada de la escuela es 96 kWh/día. Se muestra en la Ilustración 21 el perfil de carga diario estimado.



Ilustración 20: Vista aérea de la nueva escuela de San Antonio de Palé (Fuente: Google Earth)



Ilustración 21: Perfil de carga diario estimado de la nueva escuela pública en San Antonio de Palé

#### NUEVO HOSPITAL

El nuevo hospital está construido, pero no está operativo. La distribución eléctrica está implementada y existen cargas como luces, ventiladores y esterilizadores. Está localizado al sur de la escuela pública y consiste en un edificio de un nivel de 45 m por 45 m. Vistas del hospital se muestran en la Ilustración 22 y los tableros de distribución eléctrica se pueden ver en la Ilustración 23.



Ilustración 22: Vista aérea y de la entrada del nuevo hospital de San Antonio de Palé (Fuente: Google Earth y TTA)



Ilustración 23: Sala de distribución eléctrica del nuevo hospital de San Antonio de Palé (fuente: TTA)

Como no existe más información sobre la demanda futura y el perfil de uso de este hospital, se usa como referencia un hospital parecido estudiado por TTA en Chad, que tiene una demanda de 1460 kWh/día y el perfil de carga diario de la Ilustración 24.

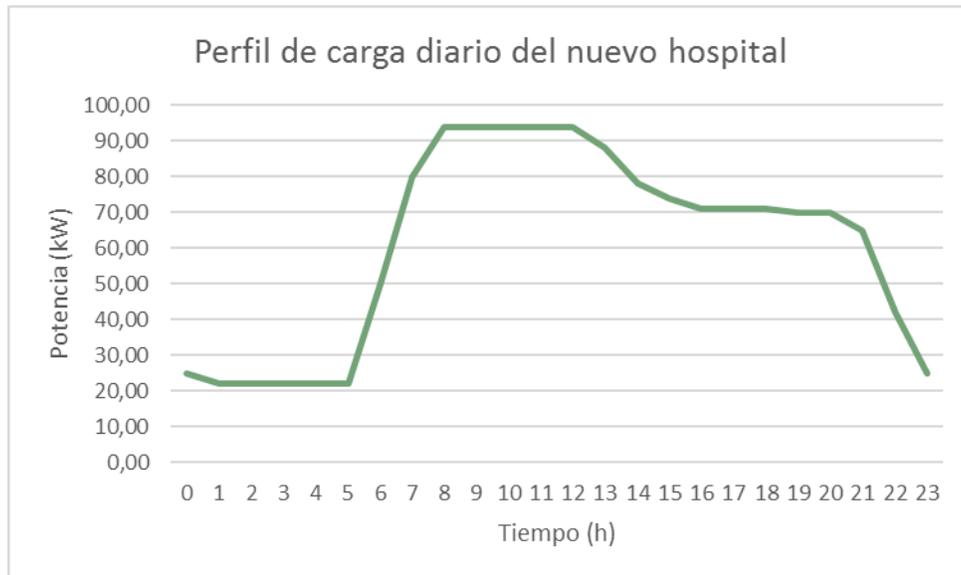


Ilustración 24: Perfil de carga diario para el nuevo hospital de San Antonio de Palé

#### NUEVO CENTRO DE FORMACIÓN PROFESIONAL

El nuevo centro de formación profesional está construido y localizado en la parte oeste de la ciudad, entre la nueva escuela y el nuevo hospital. Se muestra en la Ilustración 25 vistas del centro.



Ilustración 25: Vista aérea y vista de la entrada del nuevo centro de formación profesional (Fuente: Google Earth y TTA)

Como no existe más información sobre su uso eléctrico, se considera que la energía por día consumido centro de formación es igual al consumo de una residencia grande (8.4 kWh/día según la Tabla 6), y el perfil de carga diario estimado se presenta en la Ilustración 26.



Ilustración 26: Perfil de carga diario estimado del nuevo centro de formación de San Antonio de Palé

#### RESUMEN DEMANDA FUTURA

La demanda del nuevo hospital, del nuevo centro de formación, de la nueva escuela, del nuevo hotel y de la “BaseVie” de SOMAGEC está presentado en la tabla siguiente:

Tabla 7: Resumen de demanda futura de San Antonio de Palé

	Potencia máxima (kW)	Consumo por día (kWh/día)
<b>Abonados actuales, incluso alumbrado público de Maeci Solar</b>	193,28	3577,36
<b>BaseVie SOMAGEC</b>	80,00	1425,00
<b>Nuevo Hospital</b>	94,00	1460,00
<b>Nuevo Hotel</b>	196,00	2800,00
<b>Nueva Escuela</b>	7,68	96,00
<b>Nuevo centro de formación profesional</b>	0,67	8,40
<b>TOTAL</b>		<b>9366,80</b>

\*El total de la potencia máxima es el pico de demanda del perfil de carga total a las 19:00 presentado en la Ilustración 27.

El perfil de carga futuro total según las estimaciones justificadas en el capítulo 2.2.1.5 se muestra en la Ilustración 27. El pico de la demanda futura es igual a 537,4 kW y ocurre a las 19:00.

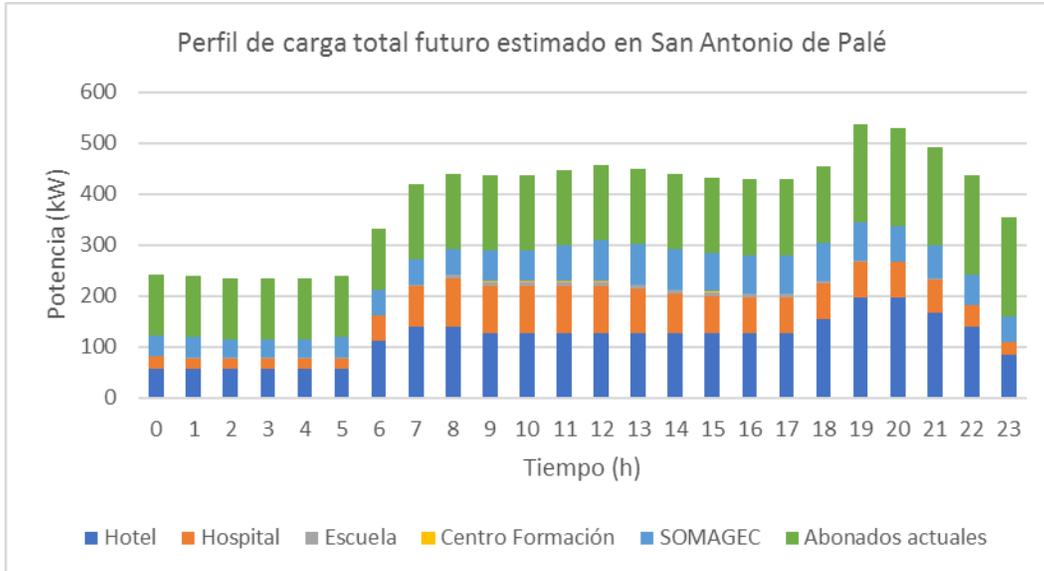


Ilustración 27: Perfil de carga total futuro en San Antonio de Palé

En resumen, la Ilustración 28 presenta una comparación entre la demanda actual de los abonados actuales de SEGESA y la demanda futura total estimada.

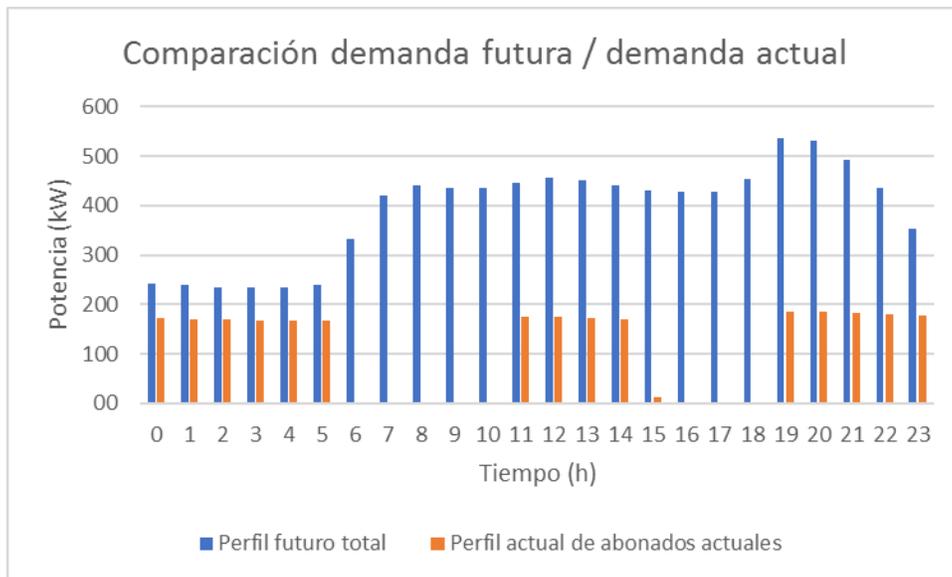


Ilustración 28: Comparación de la demanda actual de los abonados actuales con la demanda futura total en San Antonio de Palé

## 2.2.2. Awal (Santa Cruz)

### 2.2.2.1. Descripción general

Awal (o Santa Cruz), con coordenadas GPS 1°26'55.29"S, 5°37'35.58"E, se localiza en el suroeste de la isla de Annobón. Al pueblo se accede desde San Antonio de Palé por vía marítima a lo largo de un viaje de aproximadamente una hora (dependiendo de si se accede por cayuco con o sin motor y de las condiciones meteorológicas) o por vía terrestre a pie en una hora y media como mínimo. Durante la visita de campo se capturó el perímetro actual del pueblo (Ilustración 29, línea roja). Su superficie actual se estima a 22.500 m<sup>2</sup>.

Según las entrevistas realizadas, el pueblo se habita solamente durante el verano desde julio hasta final de septiembre. Durante el resto del año, y tal y como sucede en el resto de los pueblos, algunos habitantes vuelven puntualmente para trabajar en sus fincas o realizar otras tareas.

Además de las viviendas, existe una iglesia antigua hacia el sur de Awal cerca del camino que une San Antonio de Palé con los otros pueblos y otra nueva en el oeste. Fuera de la época de vacaciones, la gente usa solo la iglesia antigua (fotos de Ilustración 30 e Ilustración 31). Por el momento no existe otra actividad comercial o institucional en el pueblo.

El pueblo no tiene servicio eléctrico, ni existe línea de distribución. Existe un grupo electrógeno privado que a veces ponen en marcha para usos concretos (marca TIGER TG 2700 de 2 kW).



Ilustración 29: Vista aérea del pueblo de Awal y perímetro actual (Fuente: Google Earth)



Ilustración 30: Imágenes de la iglesia antigua de Awal



Ilustración 31: Imágenes de la iglesia nueva de Awal

### 2.2.2.2. Demanda y perfil de carga futuro

Según un estudio de 2014 de la delegación de ministerios en Annobón, el pueblo incluye 161 viviendas. Según el vicepresidente del consejo de Awal, cada año se construyen 12 viviendas nuevas, así que se estiman 209 viviendas a día de hoy.

Las entrevistas revelaron que la mayoría de la gente de Awal desearía volver de San Antonio a su pueblo permanentemente si hubiera un buen servicio de electricidad, servicios de salud y de educación. Sin embargo, de momento no se planifica desarrollar el pueblo de manera significativa, así que la demanda y perfil de carga presentado a continuación corresponde a la demanda de Awal durante el periodo de vacaciones.

Para el estudio de demanda, se consideran 206 abonados residenciales y las 2 iglesias. Además, se añaden 2 pequeños comercios, considerando que se desarrollarán si se establece el servicio eléctrico en Awal. No se considera grandes consumidores de electricidad futuros.

Tabla 8: Análisis de demanda diaria estimada para Awal

Tipo de conexión	Número	Categoría 1			Categoría 2			Categoría 3			Demanda total (kWh/día)
		Cat. 1	EDA (Wh/día)	Número estimado	Cat. 2	EDA (Wh/día)	Número estimado	Cat. 3	EDA (Wh/día)	Número estimado	
Residencial (RE)	206	RE-básico	1210	185	RE-intermedio	4860	19	RE-alto	8400	2	331,75
Comercial (CO)	2	CO-básico	2030	1	CO-intermedio	6050	1				8,08
Sitios religiosos (SR)	2	SR-básico	550	2							1,10

Tipo de conexión	Número	Categoría 1			Categoría 2			Categoría 3			Demanda total (kWh/día)
		Cat. 1	EDA (Wh/día)	Número estimado	Cat. 2	EDA (Wh/día)	Número estimado	Cat. 3	EDA (Wh/día)	Número estimado	
TOTAL	210										340,92

Además, se considera una línea de alumbrado público con una farola por 1.000 m<sup>2</sup>. La superficie del pueblo de Awal es de 22.500 m<sup>2</sup>, así que se propone incluir 23 farolas de 72 W (1,58 kW en total).

La suma de las EDAs para Awal incluyendo el alumbrado público se estima a 356,9 kWh/día. El perfil de carga desglosado por tipo de usuario en el año 1 y el año 5 (perfil de diseño) se muestra en la Ilustración 32. Awal tiene un perfil de demanda predominantemente residencial. La curva presenta un pico de demanda por la mañana entre las 6:00 y las 9:00. A partir de las 17:00, la demanda del pueblo aumenta y llega a su pico máximo sobre las 20:00. Entre la medianoche y las 6:00, la demanda es debido al uso de neveras y congeladores y del alumbrado público.

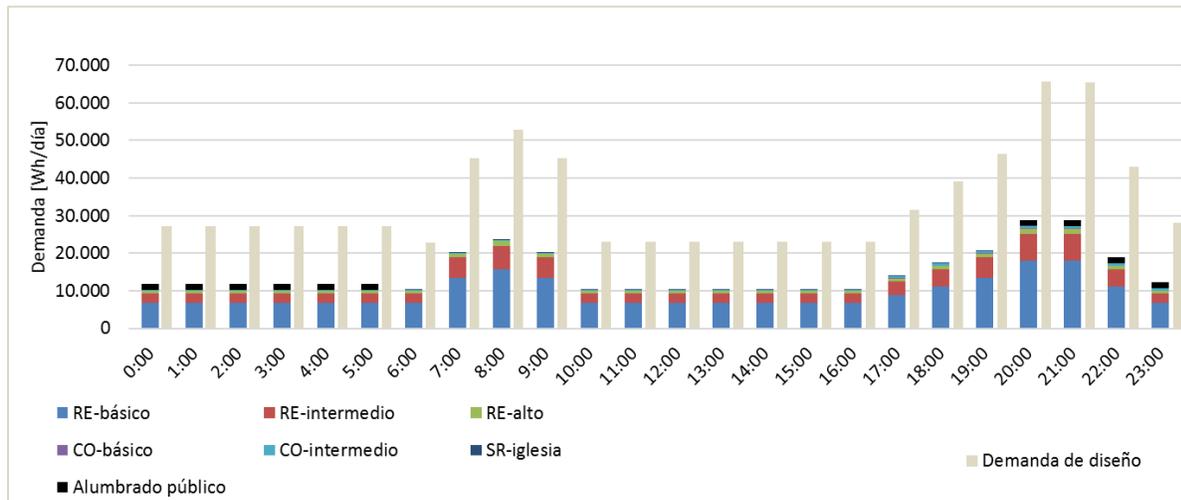


Ilustración 32: Perfil de carga desglosado en año 1 y perfil de demanda de diseño en año 5 en Awal

Aplicando el factor de utilización (85%) y el factor de crecimiento de demanda futura (50%), la demanda de diseño para el año 5 es **167 MWh/año**. La evolución anual de la demanda considerando el crecimiento de demanda respecto al año 1 y la evolución de conexiones se muestra en la gráfica siguiente.

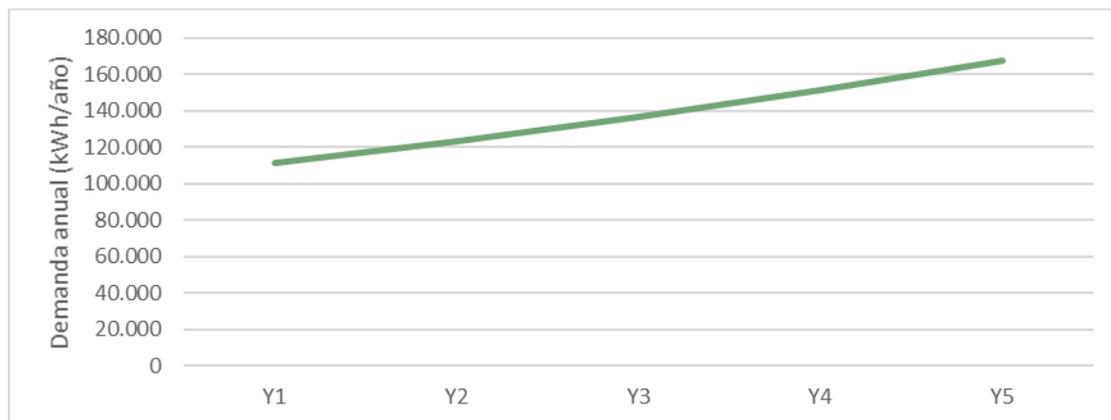


Ilustración 33: Previsión de demanda anual futura de Awal, del año +1 al año +5

## 2.2.3. Mábana (San Antonio)

### 2.2.3.1. Descripción general

Mábana (o Santa Cruz), con coordenadas GPS 1°27'46.09"S, 5°38'13.49"E, se localiza en el sur de la isla de Annobón. Se accede desde San Antonio de Palé por vía marítima en entre 1-2,5 horas (dependiendo del tipo de cayuco y condiciones meteorológicas) o por vía terrestre a pie pasando por Awal en tres horas como mínimo. Durante la visita de campo se capturó el perímetro actual del pueblo (Ilustración 34, línea roja). Su superficie actual se estima a 18.500 m<sup>2</sup>.

Según las entrevistas realizadas, el pueblo está habitado solamente durante el verano, desde julio hasta finales de septiembre. Durante el resto del año, y tal y como sucede en el resto de los pueblos, algunos habitantes vuelven puntualmente para trabajar en sus fincas o realizar otras tareas.

Actualmente se está construyendo un centro de salud al norte del pueblo que se puede ver en la Ilustración 35. El pueblo tiene una iglesia al centro del pueblo (Ilustración 36).

El pueblo no tiene servicio eléctrico ni línea de distribución. La casa del presidente del consejo de Mábana tiene un grupo electrógeno propio para sus cargas eléctricas (luces, ventiladores, neveras, congeladores, televisión, y otros) y también para dar luz a la iglesia a través de una conexión directa (Ilustración 37).



Ilustración 34: Vista aérea del pueblo de Mábana (Fuente: Google Earth)



Ilustración 35: Imagen del centro de salud en construcción en Mábana



Ilustración 36: Imágenes del exterior e interior de la Iglesia en Mábana



Ilustración 37: Imagen de la casa del presidente del consejo de Mábana

### 2.2.3.2. Demanda y perfil de carga futuro

Según un estudio de 2014 de la delegación de ministerios en Annobón, el pueblo incluye 161 viviendas. Según el presidente del consejo de Mábana, hay actualmente 195 viviendas, así que se estima un crecimiento de 8 nuevas viviendas por año.

Las entrevistas revelaron que la mayoría de la gente de Mábana desearían volver de San Antonio de Palé a su pueblo permanentemente si hubiera un buen servicio de electricidad, servicios de salud y de educación. Sin

embargo, de momento no se planifica desarrollar el pueblo de manera significativa, así que la demanda y perfil de carga presentado en seguida, corresponderían a la demanda de Awal durante la época de vacaciones.

Para el estudio de demanda, se consideran 195 abonados residenciales y 1 iglesia. Además, se añaden 2 pequeños comercios, considerando que se desarrollarán si se establezca el servicio eléctrico en Mábana. No se considera grandes consumidores de electricidad futuros.

Tabla 9: Análisis de demanda diaria estimada para Mábana

Tipo de conexión	Número	Categoría 1			Categoría 2			Categoría 3			Demanda total (kWh/día)
		Cat. 1	EDA (Wh/día)	Número estimado	Cat. 2	EDA (Wh/día)	Número estimado	Cat. 3	EDA (Wh/día)	Número estimado	
Residencial (RE)	192	RE-básico	1210	173	RE-intermedio	4860	17	RE-alto	8400	2	309,20
Comercial (CO)	2	CO-básico	2030	1	CO-intermedio	6050	1				8,08
Sitios religiosos (SR)	1	SR-básico	550	1							0,55
<b>TOTAL</b>	<b>195</b>										<b>317,83</b>

Además, se considera una línea de alumbrado público con una farola por 1.000 m<sup>2</sup>. Dado que la superficie de Mábana es de 18.500 m<sup>2</sup>, se propone incluir 19 farolas de 72 W (1,37 kW en total).

La suma de las EDAs para Mábana se estima a 331,58 kWh/día. El perfil de carga desglosado por tipo de usuario en el año 1 y el año 5 (perfil de diseño) se muestra en la Ilustración 38. Mábana tiene un perfil de demanda predominantemente residencial. La curva presenta un pico de demanda por la mañana entre las 6:00 y las 9:00. A partir de las 17:00, la demanda del pueblo aumenta y llega a su pico máximo sobre las 20:00. Entre la medianoche y las 6:00, la demanda alta es debido al uso de neveras y congeladores y del alumbrado público.

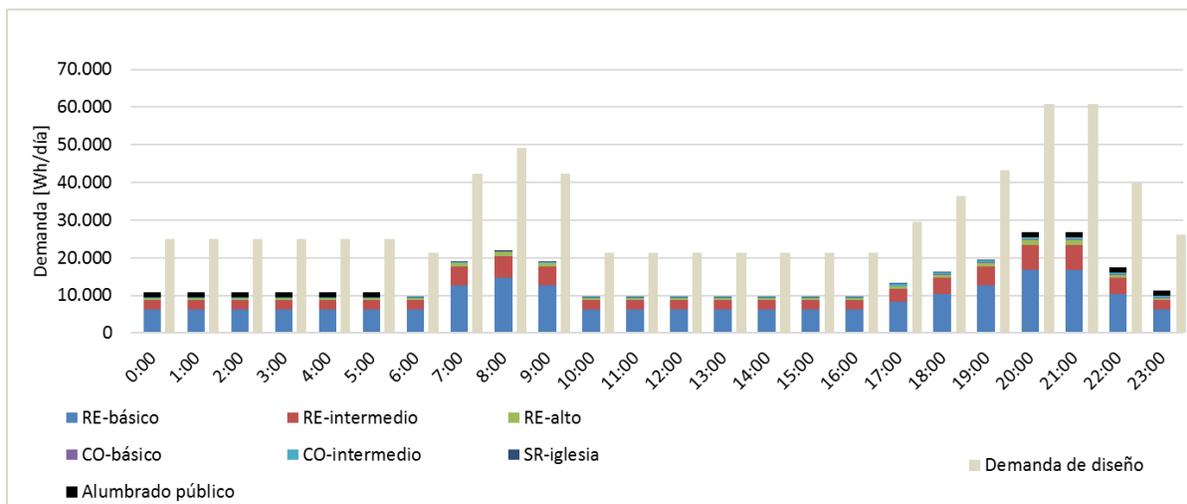


Ilustración 38: Perfil de carga desglosado en año 1 y perfil de demanda de diseño en año 5 en Mábana

Aplicando el factor de utilización (85%) y el factor de crecimiento de demanda futura (50%), la demanda de diseño para el año 5 es **155 MWh/año**. La evolución anual de la demanda considerando el crecimiento de demanda respecto al año 1 y la evolución de conexiones se muestra en la gráfica siguiente.

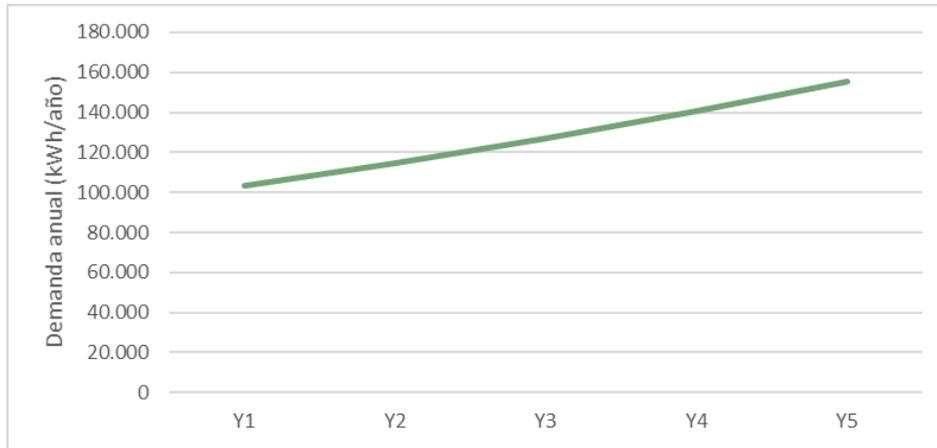


Ilustración 39: Previsión de demanda anual futura de Mábana, del año +1 al año +5

## 2.2.4. Angandji (San Pedro)

### 2.2.4.1. Descripción general

Angandji (o San Pedro), con coordenadas GPS 1°26'5.34"S, 5°39'6.18"E, se localiza en el sur de la isla de Annobón, a lo largo del río Angandji. Se accede al pueblo desde San Antonio de Palé por vía marítima en entre 20-40 minutos (dependiendo del tipo de cayuco y condiciones meteorológicas) o por vía terrestre a pie en una hora como mínimo. Durante la visita de campo se capturó el perímetro actual del pueblo (Ilustración 40, línea roja). Su superficie actual se estima a 33.900 m<sup>2</sup>.

Según las entrevistas realizadas, el pueblo se habita solamente durante el verano desde julio hasta final de septiembre. En el resto del año, como en el resto de los pueblos, algunos vuelven esporádicamente para trabajar en las fincas o realizar otras tareas. El pueblo tiene una iglesia al norte este del pueblo mostrada en la Ilustración 42.



Ilustración 40: Vistas aéreas del pueblo de Angandji al este de la isla de Annobón (Fuente: Google Earth)



Ilustración 41: Vistas del pueblo de Angandji



Ilustración 42: Vistas del exterior e interior de la Iglesia en Angandji

#### 2.2.4.2. Demanda y perfil de carga futuro

Según un estudio de 2014 de la delegación de ministerios en Annobón, el pueblo incluye 236 viviendas. Según el presidente del consejo de Angandji, hay 20 nuevas viviendas que se han construido durante los años 2017 y 2018, así que se estima que actualmente hay 276 viviendas.

Las entrevistas revelaron que la mayoría de la gente de Angandji desearían volver de San Antonio de Palé a su pueblo permanentemente si hubiera un buen servicio de electricidad, servicios de salud y de educación. Sin embargo, de momento no se planifica desarrollar el pueblo de manera significativa, así que la demanda y perfil de carga presentado en seguida, corresponderían a la demanda de Angandji durante la época de vacaciones.

Para el estudio de demanda, se consideran 276 abonados residenciales y 1 iglesia. Además, se añaden 2 pequeños comercios, considerando que se desarrollarán si se establezca el servicio eléctrico en Angandji. No se considera grandes consumidores de electricidad futuros.

Tabla 10: Análisis de demanda diaria estimada para Angandji

Tipo de conexión	Número	Categoría 1			Categoría 2			Categoría 3			Demanda total (kWh/día)
		Cat. 1	EDA (Wh/día)	Número estimado	Cat. 2	EDA (Wh/día)	Número estimado	Cat. 3	EDA (Wh/día)	Número estimado	
Residencial (RE)	273	RE-básico	1210	246	RE-intermedio	4860	25	RE-alto	8400	3	439,64
Comercial (CO)	2	CO-básico	2030	1	CO-intermedio	6050	1				8,08
Sitios religiosos (SR)	1	SR-básico	550	1							0,55
<b>TOTAL</b>	<b>276</b>										<b>448,27</b>

Además, se considera una línea de alumbrado público con una farola por 1.000 m<sup>2</sup>. La superficie de Angandji es de 33.900 m<sup>2</sup>, así que se propone incluir 34 farolas de 72W (2.45 kW en total).

La suma de las EDAs para Angandji incluyendo el alumbrado público se estima a 473 kWh/día. El perfil de carga desglosado por tipo de usuario en el año 1 y el año 5 (perfil de diseño) se muestran en la Ilustración 43. Angandji tiene un perfil de demanda predominantemente residencial. La curva presenta un pico de demanda por la mañana entre las 6:00 y las 9:00. A partir de las 17:00, la demanda del pueblo aumenta y llega a su pico máximo sobre las 20:00. Entre la medianoche y las 6:00, la demanda alta es debido al uso de neveras y congeladores y del alumbrado público.

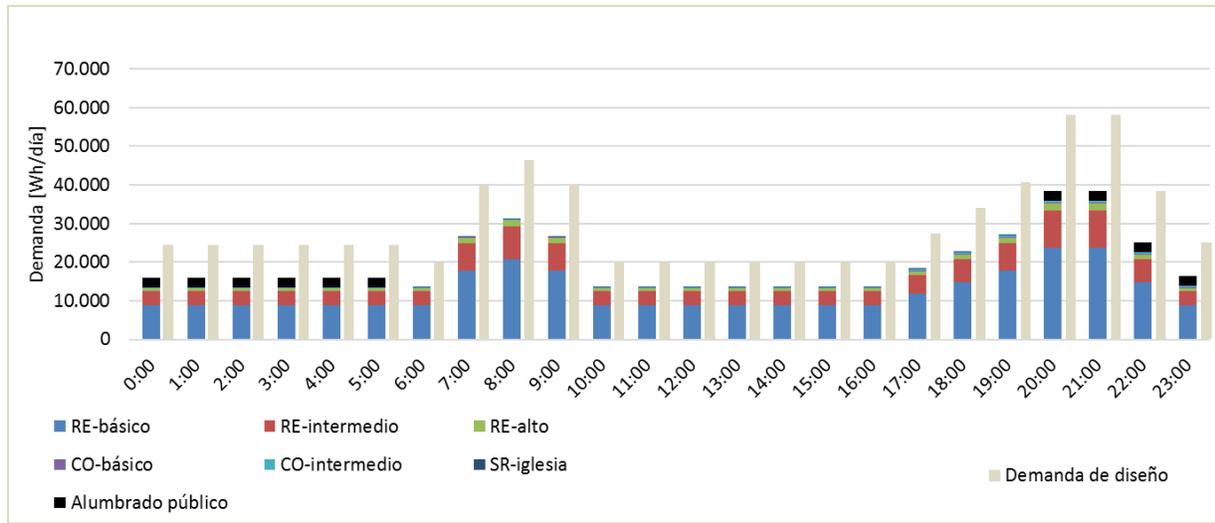


Ilustración 43: Perfil de carga desglosado en año 1 y perfil de demanda de diseño en año 5 en Angandji

Aplicando el factor de utilización (85%) y el factor de crecimiento de demanda futura (50%), la demanda de diseño para el año 5 es **222 MWh/año**. La evolución anual de la demanda considerando el crecimiento de demanda respecto al año 1 y la evolución de conexiones se muestra en la gráfica siguiente.

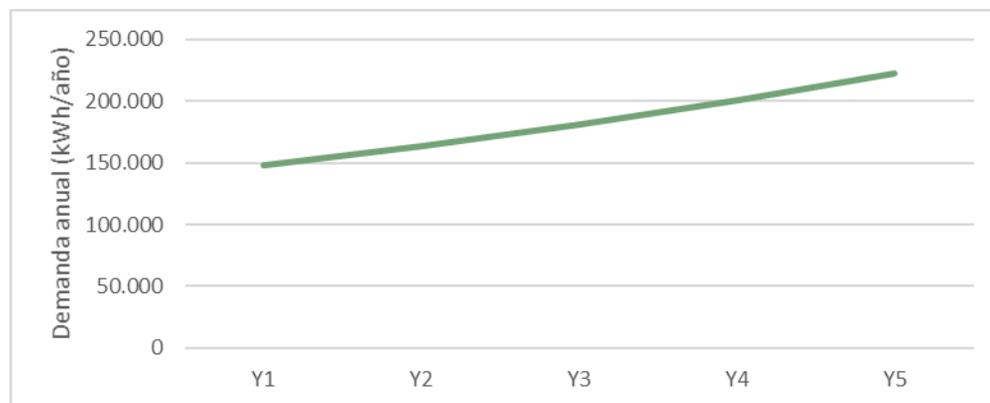


Ilustración 44: Previsión de demanda anual futura de Angandji, del año +1 al año +5

### 2.3. Análisis de resultados y conclusiones

En la tabla siguiente se presenta, de forma resumida el estudio de demanda llevado a cabo para las poblaciones de San Antonio de Palé, Awal, Mábana y Angandji.

Tabla 11: Resumen del estudio de demanda futura de San Antonio de Palé, Awal, Mábana y Angandji

	San Antonio de Palé	Awal (Santa Cruz)	Mábana (San Antonio)	Angandji (San Pedro)
<b>Superficie (m<sup>2</sup>)</b>	607.000	14.500	15.700	32.500
<b>Número actual de viviendas construidas</b>	1.700	209	195	276
<b>Número de viviendas consideradas en el estudio</b>	700	209	195	276
<b>Distancia en línea recta desde San Antonio (km)</b>	0	5	6,5	4
<b>Demanda futura estimada (kWh/día)</b>	9.366,8	458,6	425,8	608,7
<b>Pico de consumo estimado (kW)</b>	537	28	26	36

Tal y como se detalla en este informe, en estos momentos toda la población de la isla vive en la ciudad de San Antonio de Palé y alrededor de un 60% de esta población se desplaza a los otros poblados menores durante los periodos de vacaciones escolares. Por lo tanto, la demanda energética de cada poblado y de la ciudad son estacionales. Hasta que no se establezcan servicios básicos para el funcionamiento de los poblados (educación, salud y administración), no se prevé que exista una población permanente en los pueblos y, como consecuencia, una demanda energética propia y desvinculada de la de la ciudad. Dado que no se estima que esto pueda suceder en el corto plazo, a efectos de la demanda futura de la isla de Annobón se considera que la previsión de demanda futura de San Antonio de Palé representa la demanda de la totalidad de la isla. Así pues, **se estima que la demanda total de la isla es de 9,4 MWh/día.**

Cabe destacar que no se han conseguido datos mensuales de número de abonados activos de SEGESA, lo cual permitiría una mayor precisión en el análisis de estacionalidad de la demanda y la demanda futura de los poblados. Por otro lado, sería también relevante conocer el coste real actual (directo e indirecto) de la prestación de servicio eléctrico de SEGESA en Annobón. Sin este dato no se puede estimar el coste de producir electricidad en la actualidad así como los ahorros que conllevaría un proyecto fotovoltaico en ahorro de combustible.

Por último, se estima conveniente enfatizar la necesidad de aplicar tarifas compuestas por un término fijo y otro variable para promover un uso racional de la energía. Las tarifas planas actuales, que no dependen del consumo eléctrico del cliente, no incentivan la eficiencia energética. Se recomienda observar estas medidas en paralelo a la introducción de energías renovables en la isla.

## 2.4. Análisis de opciones de electrificación

Después de visitar y entender la dinámica de la isla de Annobón, así como analizar los datos de demanda de los consumidores de energía, se han destacado las siguientes opciones para cubrir la demanda energética de Annobón con energía solar. Estas son la generación centralizada y la generación descentralizada a través de microrredes autónomas.

### 2.4.1. Generación centralizada

La demanda de Annobón no está fija localmente, sino es estacional. De octubre a junio toda la demanda está concentrada en San Antonio de Palé, mientras que durante los periodos de vacaciones parte de esta demanda se traslada a los poblados. No se prevé que esta realidad pueda cambiar en el corto plazo, ya que no hay información sobre la previsión de ofrecer nuevos servicios en los poblados en cuanto a educación, salud y administración, los cuales darían más autonomía a los poblados y sus habitantes.

Por este motivo, sería razonable suministrar a toda la isla a través de una planta centralizada situada en la ciudad y una línea de transmisión hacia los poblados. Según estimaciones preliminares, una planta fotovoltaica de 3 MWp, junto con baterías y generadores de respaldo, podría cubrir las necesidades de Annobón.

**Ventajas:**

- Se puede cubrir demanda movida
- Se puede aprovechar la planta existente de Maeci Solar y sus planes futuros
- La operación y mantenimiento de la planta de generación se simplifica al estar situada en un único emplazamiento.

**Desventajas:**

- Se necesita línea de transmisión en media tensión para transmitir la energía a los pueblos y el operador debe asumir los costes de su operación y mantenimiento
- Hay grande incertidumbre en cuanto a los planes futuros de Maeci Solar
- Durante potenciales averías en las líneas de distribución sería necesario desplazar personal desde San Antonio de Palé.

### 2.4.2. Generación descentralizada

Una alternativa a la opción anterior podría ser la implantación de microrredes autónomas en cada poblado. Eso supondría una microplanta en cada poblado, con su respectivo sistema de generación, acumulación y distribución a los varios abonados. Dado que la demanda es estacional, estas plantas suministrarían con energía solar solo durante las vacaciones y quedarían sin aprovechar durante 9 meses al año, salvo que haya otros usos de electricidad que puedan aprovechar la energía generada en los poblados de octubre a mayo.

Una ventaja de esta solución descentralizada sería el ahorro de la línea de transmisión hacia los poblados, tanto en términos de coste de capital como en términos de coste y recursos de mantenimiento.

**Ventajas:**

- Se evitaría la necesidad de línea de transmisión en media tensión y los costes asociados
- Cada microrred autónoma se supondría un equipo local para la operación y mantenimiento y, como consecuencia, ofrecería oportunidades de empleo a más gente local.

**Desventajas:**

- Sería económicamente viable solo si los poblados tengan consumo de energía constante
- Los costes iniciales subirían comparando con una planta centralizada en San Antonio de Pale debido a la logística de los componentes hasta los pueblos, la construcción de 3 casetas técnicas, seguros de terreno y planta, etc.

## 3. Solución técnica

### 3.1. Descripción de la Instalación

La solución prevista es una planta solar híbrida centralizada con acumulación y alta fracción solar. La tensión de salida de la planta será de 400V/50Hz trifásica para alimentar una red de distribución en San Antonio de Palé, una línea de alumbrado público y el lado BT de un transformador elevador de 12kV. Los pueblos de Awal, Mabana y Angandji tendrán cada uno su transformador de bajada para alimentación de su red trifásica de distribución 400V/50Hz.

La mayor parte de la población de Annobón reside en la ciudad de San Antonio de Palé. Sin embargo, una parte significativa de esta población (se estima que hasta 60%) se desplaza a las otras poblaciones de la isla de menor tamaño (Awal, Mábana y Angandji) durante periodos de vacaciones escolares. Durante el resto del año, la gente visita estos poblados solo de forma esporádica y puntual, salvo un par de residentes que permanecen en los poblados de forma permanentemente. La demanda total de la isla se estima en 9.4 MWh/día de promedio.

La planta híbrida solar fotovoltaica se acoplará al lado de Corriente Alterna (CA) y consistirá en una generación solar de 3.19 MWp (en condiciones estándar o STC), inversores de red fotovoltaicos que tendrán un factor de ondulación entre 0.75 y 0.8, una batería de 6,310 MWh (@STC @25°C) con onduladores cargadores dual que tendrán una potencia continua de salida de 820 kWac y un grupo electrógeno de respaldo con una potencia nominal de 740 kWac. Todos los componentes de generación y acumulación de la planta estarán monitorizados para permitir un control constante.

La generación fotovoltaica deberá tener un diseño modular paralelizado en un armario de sincronización en corriente alterna. Esto facilita futuras ampliaciones y permite que los equipos tengan dimensiones y pesos reducidos para facilitar su manipulación y transporte, tanto durante su construcción como en actividades de reparación o sustitución durante la vida útil de la micro red.

### 3.2. Configuración funcional

Durante el día, la planta de generación fotovoltaica debe suministrar energía directamente a las cargas, cargando simultáneamente el conjunto de acumuladores en modo continuo. En la mayoría de los días no nublados durante el año ("día normal"), las baterías deben cargarse completamente durante el día. La función del grupo electrógeno será meramente la de respaldo.

En la tarde o en la mañana (período de sol), la batería debe apoyar al generador fotovoltaico para cubrir picos de demanda, de ser necesario.

En el período nocturno (período sin generación solar) el conjunto de acumuladores debe suministrar energía a las cargas, de ser necesario puede ser apoyado por el grupo electrógeno para cubrir el 100% de la demanda.

El grupo electrógeno deberá tener una capacidad nominal suficiente para cubrir la demanda en ausencia de generación fotovoltaica y acumulación, como medida de contingencia antes de un eventual fallo del sistema.

### 3.3. Diagrama Unifilar de la planta

En la parte 9.1 se muestra el diagrama eléctrico completo de la planta fotovoltaica requerida. La ilustración 1 presenta el diagrama unifilar de la planta.

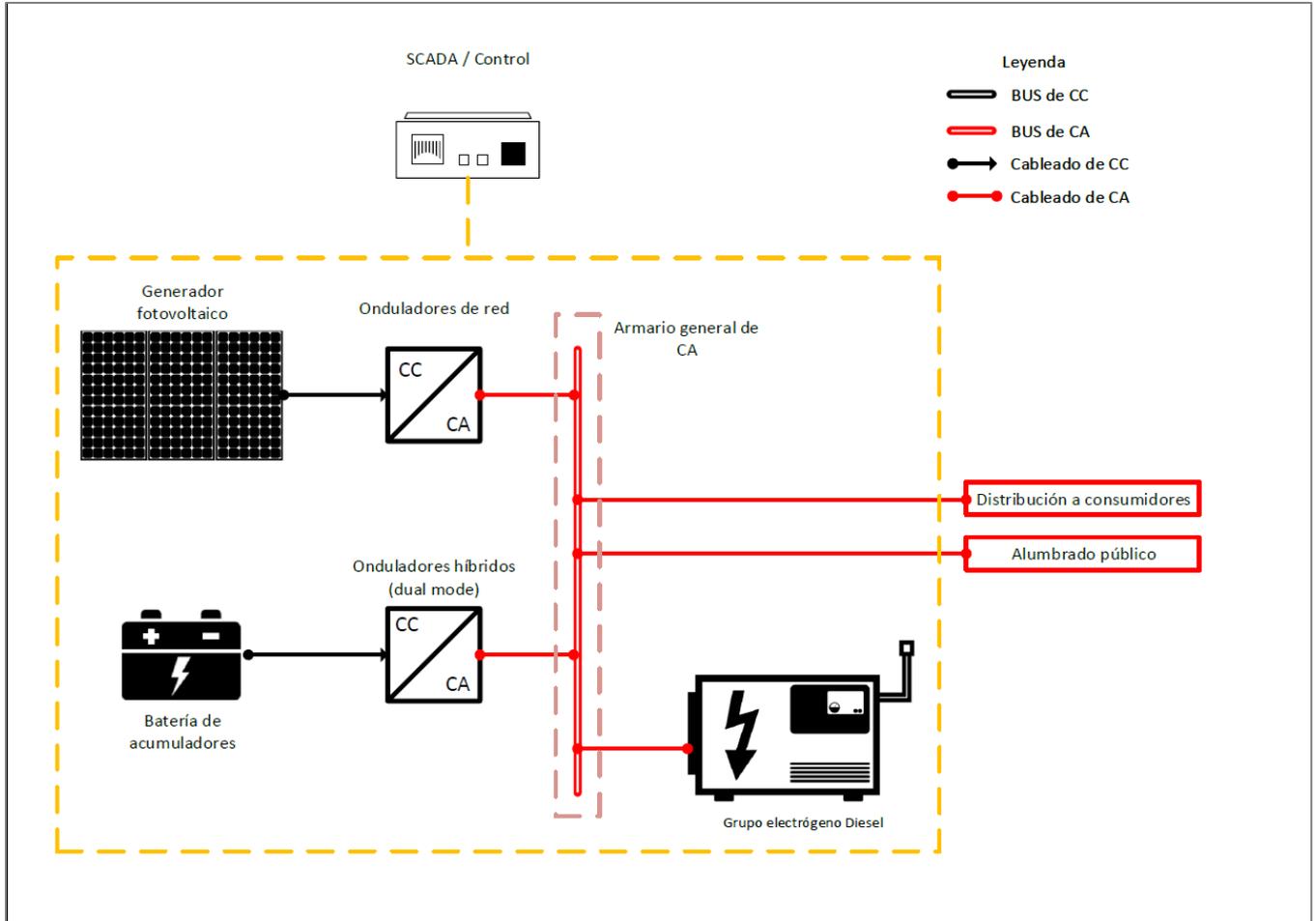


Ilustración 45: Diagrama Unifilar de la planta

### 3.4. Datos técnicos

#### 3.4.1. Datos generales de la planta y funcionamiento

La tabla siguiente muestra el resumen de los valores técnicos de la planta propuesta para Annobón.

Tabla 12: Datos generales de la planta

COMPONENTE	VALOR
Capacidad FV Instalada	3.19 MWp
Ondulador Cargador	820 kWac
Capacidad Nominal Batería	6.31 MWh
Potencia salida Generador Diésel	740 kWac
Fracción solar	91.7%
Autonomía batería	15.1 horas

Las siguientes gráficas son capturas de los resultados del simulador HOMER Pro. La gráfica en la Ilustración 46 muestra la producción eléctrica por fuente. Se ve que el generador diésel se pone en marcha sobre todo en agosto, septiembre y de noviembre hasta marzo.

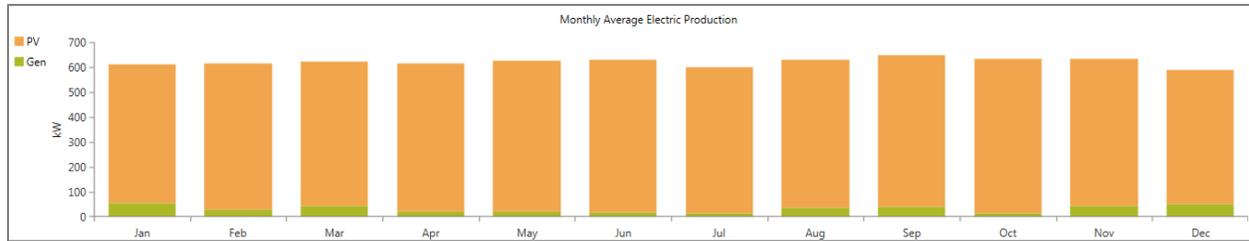


Ilustración 46: Producción eléctrica por mes por tipo de fuente

La Ilustración 47 muestra los resultados de la simulación de la opción elegida en una semana de marzo con poca generación fotovoltaica durante 6 días consecutivos. El generador diésel se pone en marcha para poder seguir la demanda en caso de que la generación fotovoltaica no está suficiente alta para cargar las baterías a un estado de carga de 100%.

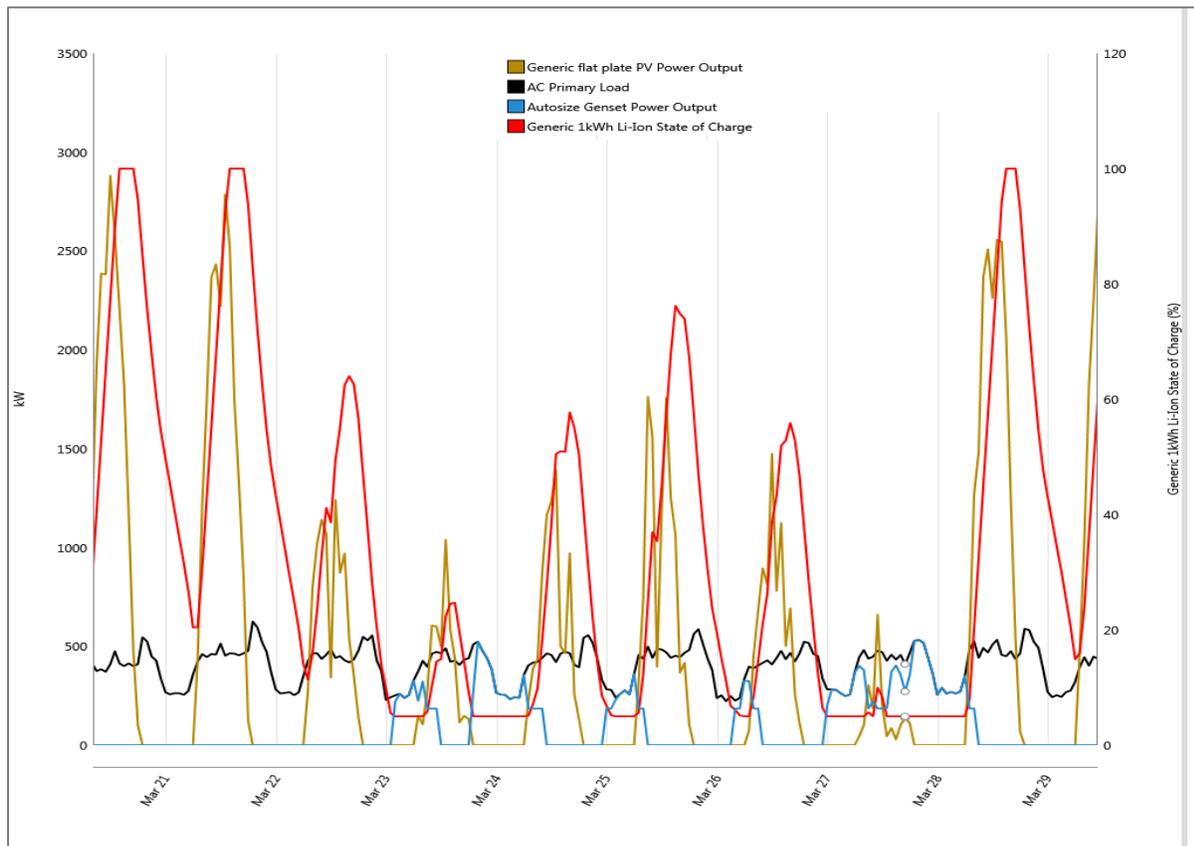


Ilustración 47: Resultados de simulación durante una semana de marzo

### 3.4.2. Vida útil estimada de equipos

La simulación toma en cuenta la vida útil de cada equipo y se refleja en los resultados financieros los costes de reemplazamiento.

Tabla 13: Vida útil de equipos

COMPONENTE	VALOR
Generación FV	25 años
Grupo electrógeno	15,000 horas
Ondulador de batería	15 años

COMPONENTE	VALOR
Batería	15 años o 3,000 ciclos
Controlador Planta FV	25 años

### 3.4.3. Requerimientos generales para componentes

Los requerimientos generales de los componentes para la planta propuesta son los siguientes:

Tabla 14: Requerimientos generales de componentes

No.	Componente	Valor
1.	Capacidad FV Instalada	> 3.190 MW <sub>STC</sub>
2.	Capacidad del Generador Diésel	> 740 kW <sub>ac</sub>
3.	Capacidad nominal de batería @100%SOC @25°C	> 6.310 MWh
4.	Ondulador cargador de batería (Potencia de salida)	> 820 kW
5.	Generación total de energía por año	5,000 MWh/año
6.	Generación media diaria de energía	14,000 kWh/día

El generador fotovoltaico deberá estar acoplado a la barra de corriente alterna mediante el uso de onduladores de red o centrales. La acumulación deberá estar acoplada a la barra de corriente alterna mediante el uso de inversores bidireccionales-duales capaces de generar la red.

La capacidad del generador fotovoltaico deberá estar ligeramente sobredimensionada para una mejor recarga de la batería y conseguir así un ciclo de vida más económico.

El generador fotovoltaico estará constituido de paneles de silicio cristalino que se montarán formando hileras orientadas al norte, de tal forma que dispongan de más de cuatro horas de sol sin recibir ninguna sombra en el peor de los días, en cuanto a horas de radiación solar se refiere. El diseño de la interconexión de los paneles se hará de acorde a los requisitos de tensión y corriente de los onduladores. Las estructuras serán elevadas con una altura mínima de 2,8 m para permitir el paso de personas y animales por debajo. Todo el cableado deberá quedar adecuadamente empotrado o protegido de la acción de personas o animales.

La estructura de montaje de los paneles será o bien anclada en el suelo directamente con pilotaje o bien con cimientos de hormigón armado. En cualquier caso, se deberá proveer el tipo de anclaje apropiado. Deben preverse las condiciones de acceso para inspección y limpieza de los paneles fotovoltaicos. La estructura estará diseñada para soportar vientos de hasta 100 km/h. Queda fuera del alcance de este estudio realizar un análisis de cargas de la solución final.

Los perfiles de bastidores de fijación serán de aluminio de grado estructural o de acero galvanizado. Los materiales y accesorios de la estructura serán de materiales anticorrosivos como aluminio o acero galvanizado.

Las baterías serán de acumuladores de Litio-ion, para aplicaciones estacionarias, manufacturadas por un fabricante de renombre internacional. Deberán incluir el Sistema de Control de Baterías (Battery Management System - BMS) adecuado. Podrán estar compuestas de varios "Grupos de Acumulación", asociados a onduladores de batería que permitan la interconexión de los mismos a la barra de corriente alterna con la calidad de servicio requerida y de tal forma que la capacidad total sea la necesaria.

La conversión y regulación de la generación fotovoltaica se hará mediante inversores fotovoltaicos de red o centrales con un factor de ondulación (cociente entre potencia nominal del inversor y capacidad CEM del generador fotovoltaico) debe estar entre 0.75 y 0.8. Este factor de ondulación se aplica teniendo en cuenta las condiciones de alta temperatura ambiente y su efecto en la productividad de los paneles fotovoltaicos. Como

máximo se instalará un inversor trifásico por conjunto de generación. Estos inversores deberán tener una potencia superior a 50 kW por unidad. La salida CA será directamente en trifásica.

La formación de tensión y frecuencia se realizará mediante inversores de batería de tipo bidireccional dual. Éstos deberán permitir una configuración modular, compuesta por varias unidades en paralelo. En modo autónomo generará la onda sinusoidal y tensión de la red y a su vez, si es el caso, puede recargar la batería desde la generación fotovoltaica acoplada en alterna; en modo dependiente de la red, cuando esté interconectado al grupo electrógeno, siendo entonces una fuente de corriente, tendrá también la posibilidad de recargar la batería. El interruptor conmutador de sincronización podrá ser interno o externo.

La planta deberá incluir además de la instrumentación supervisión que permita la interfaz con el operador para la buena operación y mantenimiento y un registro histórico de datos que permita evaluar su desempeño.

A partir del análisis de los datos históricos se deberá poder calcular los indicadores de mérito como energía diaria, mensual, anual; Participación solar; Factor de aprovechamiento (PR), entre otros.

La solución deberá disponer de descargadores de sobretensiones tipo 1+2 tanto en el lado de continua como el de alterna. Los cables provenientes de las cadenas de paneles fotovoltaicos tendrán protecciones por fusible dentro de las cajas estancas. Las entradas MPPT deben tener un seccionamiento manual.

### 3.5. Requerimientos específicos para componentes

Los requerimientos específicos por componente se ven en la siguiente tabla.

Tabla 15: Requerimientos específicos para los componentes

Especificaciones Generales de la Planta de Generación Fotovoltaica		
#	Datos Técnicos	Especificación
1	Condiciones de los Bienes	Todos los bienes deben ser nuevos de fábrica, no se aceptarán bienes usados o reconstruidos.
2	Diseño de la Planta	El diseño propuesto debe tener una configuración modular con acople CA
		El diseño propuesto debe permitir acoplar las baterías en CA, a través de los inversores y permitir su gestión independiente.
		El punto de conexión de la planta será el lado de Baja Tensión del transformador 0,4 kV / 24 kV que conectará con la línea de distribución a usuarios
		Participación solar energética > 90%
3	Generador Fotovoltaico	La capacidad en condiciones CEM (STC) de la generación fotovoltaica tiene que ser de $\geq 3190$ kWp, formado por cuantos módulos sean necesarios.
		La inclinación de los paneles deberá ser de 10° con un azimut de 45°.
4	Módulos Fotovoltaicos	De silicio cristalino con capacidad CEM (STC) igual o mayor a 275 Wp con una tolerancia +5% -0%. No son aceptables módulos de silicio amorfo, CIS o de otras tecnologías.
		Todos los módulos deberán ser de la misma marca y modelo.
		El número de células conectadas en serie de cada módulo deberá ser al menos de 60 células.
		Capaz de soportar tensiones de hasta 1 000 Vcc
		Deberán tener una capa frontal de vidrio templado de alto coeficiente de transmisión.

Especificaciones Generales de la Planta de Generación Fotovoltaica		
#	Datos Técnicos	Especificación
		Marco de aluminio anodizado
		Cumplir con las certificaciones CEI 61215-2 y CEI 61730 certificado por laboratorio y acompañar copia del certificado.
		Fabricado por una empresa con un historial de al menos 5 años en el mercado
		La eficiencia de los módulos será de al menos de 15% en STC
		Garantía de fábrica mínima de 10 años. La degradación o pérdida de potencia no deberá ser superior a 10% en estos 10 años y 20% para un periodo de 20 años en condiciones estándar de medida (CEM).
		Se requieren diodos de derivación en cada módulo
		Presentar la Hoja de Especificaciones Técnicas, folletos y/o manuales del fabricante que incluyan las características eléctricas del módulo
5	Estructura de Soporte	Las estructuras que soportarán el generador fotovoltaico deben considerar el espacio disponible, la seguridad, el acceso para el montaje, la operación y el recorrido del cableado.
		Las hileras de módulos no deben producir sombras sobre las posteriores en un periodo de más de 8 horas calculado con base en el día del solsticio de invierno.
		Estar construida con materiales anticorrosivos y resistentes a las condiciones de intemperie y otros parámetros técnicos internacionales aplicables.
		Anclada en el suelo directamente con pilotaje o bien con cimientos de hormigón armado.
		Soportar los módulos en un soporte plano (Inclinación 0°), resistir el peso resultante y la carga de viento.
		La estructura debe tener un tratamiento especial de protección contra ambiente salino.
6	Bastidores y fijaciones	El diseño debe permitir el libre acceso a los módulos para realizar actividades de limpieza y mantenimiento.
		La separación entre módulos y el sistema de fijación debe permitir dilataciones térmicas sin que transmitan esfuerzos que puedan afectar a la integridad de los mismos.
		Los puntos de sujeción entre el módulo fotovoltaico y el bastidor de soporte serán suficientes y seguirán los criterios recomendados por el fabricante. Los materiales de las fijaciones serán tales que minimicen la corrosión galvánica.
		Previa a la instalación, el proponente deberá solicitar la aprobación de los planos, (detalles de diseño y constructivos) diseño de los anclajes, considerando una velocidad de viento en ráfaga de al menos 100 km/h.
7	Inversor fotovoltaico para la red CA	Se deberá presentar un diseño estructural y un resumen ejecutivo del mismo.
		Conjunto de inversores fotovoltaicos para red CA (generador de corriente) apto para operar con la parte de CA de un generador fotovoltaico.
		Compatible para funcionar con redes aisladas

Especificaciones Generales de la Planta de Generación Fotovoltaica		
#	Datos Técnicos	Especificación
		No podrán tener una potencia unitaria inferior a 50 kW y deberán estar diseñados para escala <i>Utility/Industrial</i> . La salida CA será directamente en trifásica.
		Las características eléctricas nominales de conexión de la salida CA deberán ser: 50 Hz y tensión 400 V entre fases con la tolerancia necesaria para acoplarse a la red creada por los inversores de batería o por el grupo electrógeno.
		Rendimiento ponderado "europeo" $\geq 95\%$ .
		Protecciones: Cortocircuito en alterna, Sobretensiones en el lado CC mediante varistores o similares, supervisión de toma de tierra y desconexión automática en su defecto.
		Protección IP 65 para instalar en exteriores
		Rango de temperatura de operación igual o mejor a: de 5°C a 50°C.
		Humedad relativa de funcionamiento $\geq 100\%$ , sin condensación.
		Contar con certificación de garantía por 5 años otorgado por el fabricante
		Interfaz de comunicaciones RS-232, RS-485 o CAN-BUS.
		Inversor de onda senoidal pura con una distorsión armónica total inferior al 5%
		Frecuencia de red AC 50Hz máximo +/- 7 Hz.
		Presentar la Hoja de Especificaciones Técnicas, folletos y/o manuales del fabricante que establezcan las características de los bienes
9	<b>Inversor de Batería (dual)</b>	Conjunto de inversores de batería bidireccional/dual con alimentación a la tensión nominal de la batería y salida con capacidad de generación autónoma de tensión nominal de 50 Hz y tensión 230 V/400 V. La onda será sinusoidal pura (DAT: $\leq 6\%$ ).
		La potencia nominal asignada (25°C) del conjunto de inversores debe ser $\geq 820$ kW
		Arranque suave (en rampa).
		Autoconsumo sin carga $\leq 1\%$ de la potencia asignada.
		Rango de temperatura de operación igual o mejor a: de 5°C a 50°C.
		Deberá incluir los accesorios de interfaz necesarios para que los múltiples "conjuntos" funcionen en sincronización paralela
		Además de modo autónomo, podrá funcionar en paralelo con el grupo electrógeno en modo dependiente de la red mediante un interruptor conmutador y de sincronización que podrá ser interno o externo.
		En presencia de generación en el lado de CA podrá recargar la batería con flujo inverso de corriente.
		Ser compatible con una tolerancia de tensión y frecuencia del grupo electrógeno de $\pm 10\%$ .
		Compatible con las baterías propuestas.
		Deberá incorporar la función de control de recarga de las baterías a través de algoritmos apropiados de varias etapas de recarga (gruesa, flotación, igualación).

Especificaciones Generales de la Planta de Generación Fotovoltaica		
#	Datos Técnicos	Especificación
		<p>Protecciones: contra cortocircuito y sobrecarga en CA, desconexión por batería descargada.</p> <p>Interfaz de comunicaciones RS-232, RS-485 o CAN-BUS.</p> <p>Protección IP 65 o superior</p> <p>Presentar la certificación de garantía por 5 años otorgado por el fabricante</p> <p>Presentar la Hoja de Especificaciones Técnicas, folletos y/o manuales del fabricante que establezcan las características anteriores.</p>
10	<b>Armario de Interconexión</b>	<p>Este armario está destinado para la interconexión sincrónica trifásica de los “conjuntos” de inversores de batería, inversores de red, grupo electrógeno y las barras de suministro a la red. Deberá ser compatible con los equipos ofertados y deberá estar construido expresamente para este propósito.</p> <p>Tablero de Interconexión trifásica para una frecuencia de trabajo de 50Hz +/- 10 Hz</p> <p>Voltaje de trabajo fase - neutro mínimo 230 Vac +/- 10%, voltaje mínimo fase – fase 400 Vac +/- 10%</p> <p>Deberá funcionar bajo condiciones de temperatura ambiente de -25°C y+45°C y humedad del aire de 0-95%</p> <p>Permitirá puesta a tierra</p> <p>Protección basada en fusibles y/o interruptores automáticos de características adecuadas</p> <p>Índice de protección mínimo IP 54 (uso interior)</p> <p>Presentar la certificación de garantía por 5 años otorgado por el fabricante</p> <p>Presentar la Hoja de Especificaciones Técnicas donde se incluyan las características técnicas anteriores.</p>
11	<b>Banco de Baterías</b>	<p>La capacidad práctica total de acumulación de la planta debe ser <math>\geq 6,310</math> kWh. La batería admitirá DoD de 100%</p> <p>Los acumuladores propuestos deben de ser de Litio-ion, modulares y para aplicaciones estacionarias.</p> <p>Cumplir la norma CEI 61427</p> <p>La batería deberá tener una vida no menor de 4000 ciclos de recargas/descargas de 100% DoD 25°C</p> <p>La batería deberá tener una EoL (Expectancy of Life) de al menos 10 años</p> <p>La batería deberá cumplir con las siguientes normativas internacionales o sus equivalentes: IEC 62133-2:2017; UL 1642: Lithium Batteries; UL 1973: Batteries for Use in Light Electric Rail (LER) Applications and Stationary Applications; IEC 61427-1</p> <p>Presentar la Hoja de Especificaciones Técnicas donde se incluyan las características principales de la batería y sus componentes asociados</p>
12	<b>Medidores de energía de la planta</b>	<p>La planta deberá contar con medidores – registradores de energía, como mínimo, en:</p> <p>La salida de la planta en CA hacia la red de distribución</p> <p>La salida de los inversores en CA al tablero de interconexión</p> <p>La salida del grupo electrógeno en CA al tablero de interconexión</p>

Especificaciones Generales de la Planta de Generación Fotovoltaica		
#	Datos Técnicos	Especificación
13	Sistema de Control	Deberá cumplir, como mínimo, con las siguientes especificaciones técnicas:
		El control puede estar distribuido entre los inversores, el grupo electrógeno, los grupos de almacenamiento o dispositivos específicos.
		Deberá permitir el control manual y automático del grupo electrógeno a partir de un dispositivo selector
		En modo automático la señal de arranque del grupo electrógeno se activará cuando: <ul style="list-style-type: none"> <li>- El nivel de carga de tres o más conjuntos de batería haya bajado a menos del límite inferior ajustable.</li> <li>- La demanda de potencia esté por encima del límite superior ajustable de potencia del inversor de batería</li> </ul>
		La señal de paro del grupo electrógeno se activará cuando: <ul style="list-style-type: none"> <li>- El nivel de carga de la batería alcance el límite superior ajustable.</li> <li>- La demanda de potencia esté por debajo del límite inferior ajustable de potencia del inversor de red</li> </ul>
		Deberá iluminar una luz piloto visible por los operadores cuando el nivel de carga de la batería esté por debajo del límite inferior ajustable.
		El control deberá ser programable para adecuarlo a diferentes estrategias de funcionamiento.
14	Sistema de monitorización de la planta	El sistema de control deberá impedir el flujo inverso de corriente hacia el grupo electrógeno.
		Baterías: Tensión CC y temperatura instantánea e histórica. Estado de carga general y específico por grupo de acumulación
		Sensores para registrar: irradiación, temperatura de módulos fotovoltaicos, temperatura ambiente y temperatura en la Sala técnica.
		Generador fotovoltaico a inversores fotovoltaicos: Valores de tensión en CC a la entrada y CA a la salida y corriente.
		Salida de planta: potencia, tensión, corriente y frecuencia; y pilotos de indicación de estado.
		El equipo de monitorización deberá permitir remotamente la visualización mediante un ordenador fijo.
		El equipo de monitorización deberá almacenar los datos recopilados de forma local y en un servidor al que se pueda acceder remotamente para evaluar el desempeño.
		El periodo mínimo de almacenamiento de datos deberá ser un (1) año.
		Los datos almacenados se transferirán vía red móvil de datos donde se pueda visualizar de forma simple.
		La siguiente información deberá poder visualizar en el local con una PC o equivalente: Valor medio de la tensión de batería; valor medio del nivel de carga de las baterías; Consumo total.
15	Dispositivos de Protección y Seccionamiento	El ofertante deberá describir el sistema de monitorización.
		Dispositivos de seccionamiento y protección de las matrices de módulos fotovoltaicos del generador fotovoltaico.
		Dispositivos de seccionamiento de los inversores de red
		Dispositivos de seccionamiento de los controladores de carga fotovoltaica de batería

Especificaciones Generales de la Planta de Generación Fotovoltaica		
#	Datos Técnicos	Especificación
		Dispositivos de seccionamiento de los inversores de batería.
		Dispositivos de protección y seccionamiento de las baterías.
		Dispositivo de seccionamiento automático con la red eléctrica de distribución
		Equipotencialización de los bastidores del generador fotovoltaico y aparellaje a toma de tierra general.
		Formación de toma de tierra general inferior a 10 $\Omega$ .
		Para cada dispositivo de protección o seccionamiento, se deberá indicar marca y modelo y presentar especificaciones técnicas.
16	Conductores Eléctricos	El dimensionamiento deberá considerar los siguientes aspectos:
		Tensión mínima en corriente continua igual o mayor que la tensión de circuito abierto máxima ( $V_{oc,max}$ ) del generador fotovoltaico.
		Tensión mínima en corriente alterna hasta 1000 V;
		Corriente en el lado de alterna, igual a 1.5 veces de la corriente máxima de salida del inversor.
		Todos los conductores deberán ser de cobre y deben ser aptos para conectarse con los equipos correspondientes.
		a) La sección y longitud deberán ser adecuadas para evitar caídas de tensión y calentamientos en cualquier condición de trabajo; los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión en cada uno de los tramos sea inferior a los estándares nacionales establecidos en la NP-2-029-13 y otras aplicables
		b) Deberán tener aislamiento capaz de resistir las condiciones ambientales del lugar de instalación (temperatura, humedad, corrosión, radiación ultravioleta, etc.) y tolerar deterioros mecánicos, químicos y esfuerzos electrodinámicos.
17	Etiquetado	El etiquetado especificado en la CEI TS62548 se deberá instalar en el generador fotovoltaico
		Todos los recintos, equipos y tableros eléctricos deberán estar etiquetados.
		Señales de peligro eléctrico se debe adjuntar en las secciones donde la tensión en CC sea superior a 48 V.
18	Ordenamiento de la parcela, Obras Civiles (Oficinas y ambientes para los equipos)	Ordenamiento de la parcela, Obras Civiles (Oficinas y ambientes para los equipos) Deberán presentar un plano general en planta sobre el terreno indicando la situación de las obras civiles y estructuras. Las obras civiles para el sistema deberán ser construidos bajo los siguientes puntos: Hecha con sistemas de construcción permanente admitidos dentro del reglamento de construcción y el código sísmico de Guinea Ecuatorial para la isla de Annobón, dando cumplimiento a todas las normativas aplicables a una construcción de su clase Deberá existir un perímetro de tránsito libre en el terreno de al menos 4 metros de ancho, para permitir el paso de vehículos y evitar el sombreado de los módulos fotovoltaicos por Ambientes o elementos ubicados en predios vecinos.
		Cerca perimetral sobre la totalidad del terreno con un acceso dedicado a la entrada de vehículos y un acceso peatonal independiente
19	Construcciones e instalaciones,	Presentar diseño y construir un ambiente cerrado para el cuidador, de al menos 15 m <sup>2</sup> , que deberá incluir un baño y ducha.

Especificaciones Generales de la Planta de Generación Fotovoltaica		
#	Datos Técnicos	Especificación
	<b>accesorios</b>	Presentar diseño y construir un ambiente cerrado para sala polivalente con conectividad de $\geq 35 \text{ m}^2$ de área útil, con acabados funcionales
		Presentar diseño y construir un ambiente abierto para Sala de Capacitación de $\geq 35 \text{ m}^2$ de área útil, con acabados funcionales
		Presentar diseño y construir un ambiente técnico cerrado para Sala de Grupo electrógeno de al menos $25 \text{ m}^2$ de área útil de acuerdo a las necesidades de volumen del grupo electrógenos existente y su ventilación.
		Presentar diseño y construir un ambiente cerrado para Sala Eléctrica de área útil de acuerdo al conjunto de equipos de conversión y protecciones y sus especificaciones en términos de ventilación.
		Presentar diseño y construir un ambiente cerrado para Sala de Baterías de al menos $35 \text{ m}^2$ de área útil, de acuerdo al volumen y peso del sistema de acumulación propuesto y sus especificaciones en términos de ventilación en la que se tenga en cuenta la importancia de mantener el espacio lo más fresco posible.
		Presentar diseño y construir un ambiente cerrado para Sala de Oficinas de al menos $20 \text{ m}^2$ de área útil.
22	<b>Documentación de Respaldo y manuales</b>	El Oferente deberá adjuntar documentación referida a la información técnica de los bienes para respaldar su oferta en los siguientes incisos:
		a) Manuales y/o guías de Instalación en los equipos que corresponda.
		b) Manuales de Referencia de Comandos, Configuración del Equipo, Administración y Mantenimiento, en los equipos que corresponda.
		c) El formato de los manuales deberá ser Impreso y/o Digital en español.
		d) Hoja de especificaciones técnicas, donde se muestra toda la información requerida.
23	<b>Garantías</b>	Todos los componentes de los sistemas solares fotovoltaicos deberán tener una garantía real de funcionamiento igual o mayor a 2 años, mediante la presentación de un certificado emitido por el Proveedor del Sistema. El tiempo será computable a partir de la puesta en marcha de los Sistemas Solares Fotovoltaicos por parte del Proveedor.
24	<b>Mantenimiento preventivo y correctivo</b>	El Proveedor deberá efectuar mínimo dos mantenimientos técnicos dentro del periodo de operación del sistema híbrido.
25	<b>Repuestos y mobiliario</b>	Todo el material de repuesto deberá estar disponible después del primer año de operación del sistema híbrido. Estos son:
		Módulos FV, 5% del número total de módulos
		Inversor fotovoltaico, 1 pieza
		Inversor de batería, 1 pieza
		Fusibles y otras protecciones, 3 piezas de cada uno de ellos
		Mobiliario básico para esta Sala de oficinas: mesa (una pieza), silla (4 piezas)
		Una (1) Computadora de Escritorio (Nueva) manufacturada por una compañía de renombre internacional (no se aceptarán equipos ensamblados pieza a pieza), cuyas características mínimas son:

Especificaciones Generales de la Planta de Generación Fotovoltaica		
#	Datos Técnicos	Especificación
		<p>Microprocesador y CPU: 6TH GENi7 3.4 GHz o superior / Cache 4 MB o superior / memoria de 8 GB, Tipo DDR3 1600 MHz / Disco Duro de 1 GB / Unidad CD-DVD +/- RW8x / Tarjeta de video de 1 GB / Tarjeta de Red RJ-45 Autosense10/100/1000, integrada / Entradas 3 USB, 1 HDMI o 1 DVI / Tarjeta de sonido / Alimentación 110/220 V, Auto voltaje / debe soportar sistema operativo Microsoft Windows, Linux y otros.</p> <p>Monitor: deberá ser la misma marca que el equipo central / entrada DVI o VGA / Tamaño de 23 pulgadas o superior / resolución 1920 x 1080 o superior / tipo LED plana</p> <p>Teclado: deberá ser la misma marca que el equipo central / idioma en español / conector USB (no inalámbrico)</p> <p>Mouse: deberá ser la misma marca que el equipo central / óptico de dos botones con netscroll</p> <p>Accesorios, manuales y software del equipo original en CD o memoria USB (driver para los sistemas operativos arriba mencionados), listos para funcionamiento (sin necesidad de ningún accesorio adicional) en formato digital.</p> <p>Una (1) Impresora (Nueva), cuyas características mínimas son:            Tecnología: Multifunción Laser Digital Color (impresora, fotocopidora, escáner, fax) / panel – pantalla digital.            velocidad 35 páginas En A4 por minuto a Color y B/N o superior.            Modo de copiado e impresión: Dúplex (anverso y reverso automático).            Módulo de Impresora en Red: 10/100/1000 BaseTX Ethernet / Memoria 512 MB o superior / Procesador de 533 MHz.            Incluye módulo de escaneo: escaneo en red, escaneo a correo electrónico, escaneado a dispositivo USB / velocidad 13 ipm color y 22 ipm en B/N o superior            Sistemas operativos compatibles: Windows 7,8,8.1,10 / Ubuntu 14.04 o superior.            Accesorios: 1 cable USB 2.0 para conectividad con una computadora / cable alimentador de poder.            Driver del equipo: manuales y software del equipo en CD o memoria USB (driver para los sistemas operativos arriba mencionados), listos para funcionamiento (sin necesidad de ningún accesorio adicional) en formato digital.</p>
27	Instrumentación y herramientas	<p>Extintor de fuegos de origen eléctrico polivalente (1 pieza por sala técnica)</p> <p>Multímetro digital (1 pieza)</p> <p>Lanternas recargables (1 pieza)</p> <p>Caja de herramientas completa: (destornilladores, llaves básicas, tijeras, alicates, tornillería).</p> <p>Teléfono móvil con saldo o dispositivo de comunicaciones para comunicar incidencia y apoyo a distancia (1 pieza)</p>
28	Productos Entregables	<p>D1.1 Diseño y construcción del proyecto electromecánico de la planta, incluye planos</p> <p>D1.2 Diseño y construcción de las obras civiles con detalles constructivos, incluye planos</p>
30	Embalaje de los equipos	El embalaje de los componentes del sistema deberá ser el adecuado para su manipuleo y traslado hasta el lugar de instalación.

### 3.6. Planos Técnicos

Los planos siguientes son presentados en un plano escalado.

#### **Plano de emplazamiento de la planta solar FV de 3.91 MWp**

La planta solar FV ocuparía unos 38,280 m<sup>2</sup>.



Ilustración 48: Plano de emplazamiento de la planta solar

#### **Plano de líneas de distribución**

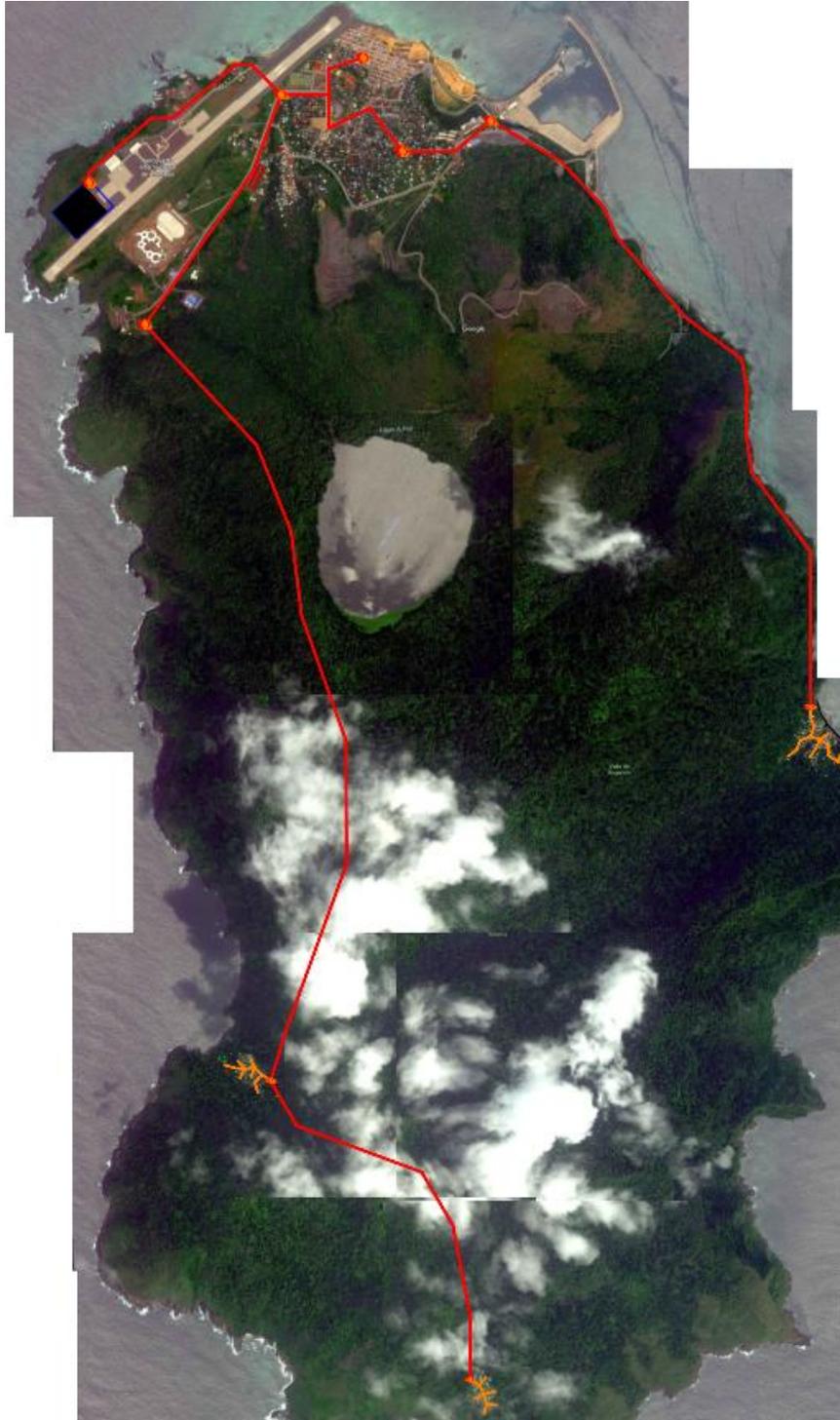


Ilustración 49: Plano de líneas de distribución de media tensión y de emplazamiento de transformadores



Ilustración 50: Plano de líneas de distribución de media tensión en San Antonio de Palé



Ilustración 51: Plano de líneas de distribución de baja tensión en Awal (Santa Cruz)



Ilustración 52: Plano de líneas de distribución de baja tensión en Aangandji (San Pedro)



Ilustración 53: Plano de líneas de distribución de baja tensión en Mábana (San Antonio)

## 4. Plan de viabilidad de planta

Este capítulo presenta el plan de viabilidad de la planta propuesta para la isla de Annobón.

### 4.1. Costes de inversión

Los costes asociados a la realización de estudios de ingeniería, la instalación de componentes o los costes de inversión y operación transporte (transformadores y transporte de electricidad) se referencian en la siguiente tabla.

Tabla 16: Costes de inversión

Ítem	Valor	Unidad	Coste unitario (EUR)	Coste total (Euros)
Capacidad FV Instalada	3,191	kWp	800	2,552,800
Ondulador Cargador	820	kWac	200	164,000
Capacidad Nominal Bateria	6,310	kWh	350	2,208,500
Potencia salida Generador Diésel	740	kWac	200	148,000
PV Plant Controller	1	Unidad	27,200	27,200
Ingeniería	1	Unidad	30,000	
Instalación	3,191	kWp	50	
Líneas de distribución BT	2,000	m	12	24,900
Líneas de distribución MT	15,000	m	25	375,000
Transformador elevador BT/MT 1000 kVA	1	Transformador	92,000	92,000
Transformador elevador BT/MT 300 kVA	8	Transformador	30,000	240,000
Transporte	30	Contenedor	4,000	120,000
<b>TOTAL</b>				<b>6,141,050</b>

### 4.2. Gastos operacionales

Los gastos operacionales (*operational expenditures u OPEX*) incluyen los sueldos del personal empleado para la operación técnica y administrativa, así como el mantenimiento de las microrredes y los costes de reemplazo de los componentes y el coste mensual de combustible.

#### 4.2.1. Coste de combustible

El precio de venta del combustible en Annobón es:

Tabla 17: Coste de combustible en San Antonio de Palé

Tipo de combustible	Coste (FCFA/L)
Diésel	500
Kerosene	500

Gasolina	1000
----------	------

No se ha facilitado información sobre el coste de combustible para la planta de generación de energía de SEGESA.

#### 4.2.2. Costes de Personal

La siguiente tabla muestra los diferentes agentes involucrados en la operación y mantenimiento (O&M) de cada una de las microrredes.

Tabla 18: Personal principal de operación y mantenimiento y salarios

Personal	Número de gente	Salario (EUR/mes)	Coste total (EUR/año)
Administrador profesional	1	230	2,760
Técnico profesional	1	230	2,760
Administrador local	1	200	2,400
Técnico local	3	200	7,200
Guardia	3	180	6,480
<b>TOTAL</b>			<b>21,600</b>

(\*) Según entrevistas durante la visita de campo e información publicada, el salario de los funcionarios está alrededor de 120.000 FCFA/mes (185 EUR) y el salario mínimo interprofesional en 117.304 FCFA/mes (180 EUR). El mes se considera igual a 22 días laborales.

#### 4.2.3. Otros Costes

Otros costes operacionales son el arrendamiento de los terrenos y el seguro de la planta:

Ítem	Coste total (EUR/año)
Arrendamiento de terreno	3,600
Seguro y otros costs	2,000
<b>Total</b>	<b>5,600</b>

### 4.3. Viabilidad y estimación de subsidios

Este subcapítulo presenta el análisis económico de la planta propuesta de 3.1 MWp y el subsidio sobre el capital y la operación necesario, considerando las siguientes hipótesis:

- El coste unitario de electricidad para los abonados de la planta es 55 FCFA/kWh (0.084 EUR/kWh).
- La tasa de conexión de los abonados es igual a 2000 FCFA (3 EUR).
- La tasa interna de retorno (TIR) del proyecto es igual a 12%.

Los resultados de viabilidad y el análisis de sensibilidad se enseñan en la siguiente tabla:

Tabla 19: Análisis de viabilidad de la planta FV para Annobón

Escenarios	ES 1	ES 2	ES 3	ES 4	ES 5
Subvención CAPEX	0%	30%	50%	70%	100%
<b>EUR</b>	<b>0</b>	<b>1,842,315</b>	<b>3,070,525</b>	<b>4,298,735</b>	<b>6,141,050</b>
Inversión Privada	100%	70%	50%	30%	0%
<b>EUR</b>	<b>6,141,050</b>	<b>4,298,735</b>	<b>3,070,525</b>	<b>1,842,315</b>	<b>0</b>
<b>Resultados</b>					

Escenarios	ES 1	ES 2	ES 3	ES 4	ES 5
LCOE (EUR/kWh)	0.241	0.196	0.166	0.135	0.092
Tarifa necesaria (EUR/kWh)	0.33	0.26	0.215	0.17	0.11
Necesidad subvención (EUR/kWh)	0.246	0.176	0.131	0.086	0.026
<b>TOTAL (EUR/año)</b>	<b>856,049</b>	<b>612,457</b>	<b>455,863</b>	<b>299,269</b>	<b>90,477</b>
<b>TOTAL (EUR/año/conexión)</b>	<b>1,166</b>	<b>834</b>	<b>621</b>	<b>408</b>	<b>123</b>

La tabla anterior muestra la subvención necesaria tanto sobre el coste de capital como en cuanto al coste de operación y mantenimiento, para que la planta de 3.19 MWp sea viable. La subvención sobre el capital (CAPEX) varía de 0 a 6.14 MEUR (casos extremos de escenarios 1 y 5), mientras la subvención anual varía entre 856,049 EUR/año a 90,477 EUR/año.

## 5. Impacto ambiental

Este capítulo presenta un análisis cualitativo y cuantitativo del impacto ambiental y medidas de mitigación de la planta fotovoltaica híbrida de 3.19 MWp con sistema de almacenamiento y un generador diésel de respaldo. El impacto ambiental de dicha planta se evalúa según aquellos efectos ambientales derivados de la fase de construcción y de la fase de operación.

### 5.1. Fase de construcción

#### 5.1.1. Uso de la tierra

El uso de terreno asociado a la planta solar-híbrida, la red de transmisión en media tensión (MT) de San Antonio de Palé hacia los pueblos Awal, Mábana y Angandji y las redes de distribución dentro de los pueblos se calcula según las consideraciones siguientes:

- Campo fotovoltaico: La superficie necesaria para instalar el campo FV es aproximadamente 12 m<sup>2</sup>/kWp, dejando espacio entre las series de los paneles para trabajos de mantenimiento. La planta de 3.19 MWp ocuparía 38,280 m<sup>2</sup>. Sin embargo, si se considera el 1.5 MWp existente, se necesitará 1.69 MWp adicional que ocuparía 20,280 m<sup>2</sup>. Dado que el campo FV se situaría en la zona urbana del aeropuerto de San Antonio de Palé, no tendrá impacto en las zonas agrícolas de la isla.
- Línea de transmisión en media tensión (MT): Según referencias de otros proyectos de TTA, se supone que se necesitan 5 m por cada lado del poste de distribución. Si se consideran 10 m de ancho y 15.000 m de longitud de la línea, la huella de la línea de MT sería de 0.15 km<sup>2</sup>.
- Línea de distribución en baja tensión (BT): dado la densidad y la proximidad entre las casas en estos tres pueblos, el cableado podría ir de casa a casa, sin la necesidad de postes de distribución de baja tensión (BT). Así se ahorraría el coste de los postes y la huella de la línea sería cero. Si eso no fuera posible, los postes se instalarían a lo largo de los caminos, sin la necesidad de alterar el terreno y la vegetación.

En total, el uso de la tierra por la planta FV y la línea de transmisión de MT sería 0.19 km<sup>2</sup>. Cualitativamente, este uso tendría efecto en varios elementos ambientales:

1. Morfología del terreno y del suelo. La construcción de la planta y de la línea de media tensión pueden generar erosión superficial del suelo, que podrían impactar los terrenos agrícolas, si bien estos son de consumo propio y no representan una actividad económica importante.
2. Paisaje. La instalación de la planta FV y las redes de transmisión y distribución supondrá una alteración del paisaje derivadas de la obra civil.
3. Flora y fauna. El impacto sobre la vegetación y los ecosistemas será moderado para la planta FV y la línea de transmisión y ninguno en la línea de distribución.

### 5.2. Fase de operación

#### 5.2.1. Emisiones de gases

Las emisiones de gases de efecto invernadero para suministrar una demanda de 3.48 GWh al año, a través de una planta solar-híbrida de 3.19 MWp, así como a través de una planta térmica (100% suministro de generadores diésel), se presentan en la tabla siguiente. Además se presentan los ahorros por suministrar la demanda con energía solar.

Tabla 20: Gases emitidos por planta solar-híbrida y planta térmica

Gas	Emisiones por planta solar-híbrida (kg/año)	Emisiones por planta térmica (kg/año)	Ahorros (kg/año)
<b>Dióxido de carbono</b>	215,649	2,437,528	<b>2,221,879</b>
<b>Monóxido de carbono</b>	1,359	15,365	<b>14,006</b>
<b>Hidrocarburos no quemados</b>	59.3	670	<b>610.7</b>

<b>Materia particular</b>	8.24	93.1	<b>84.86</b>
<b>Dióxido de azufre</b>	528	5,969	<b>5,441</b>
<b>Óxido de nitrógeno</b>	1,277	14,434	<b>13,157</b>

Los ahorros en emisiones de los varios gases son de 91%, por suministrar el 91% de la demanda a través de energía solar.

### 5.2.2. Contaminación acústica

Este indicador se menciona y se comenta cualitativamente. El ruido de generadores de diésel y otras fuentes fósiles puede llegar a tener valores de 75 dB y por eso, es recomendable que se instalen dentro de un cerramiento acústico. Con la planta FV-híbrida recomendada, el generador funcionaría durante 1,106 horas por año, reduciendo a un 87% el ruido, comparando con una planta 100% térmica que suministraría la misma demanda.

### 5.2.3. Gestión de residuos

#### 5.2.3.1. Baterías litio-ion

Las baterías de litio-ion presentan un nivel de toxicidad más bajo que otros tipos de baterías, si bien requieren un buen uso y mantenimiento para evitar fugas, que suponen un riesgo de incendio. Las baterías de litio-ion son difíciles de reciclar, pero en pequeñas cantidades pueden ser desechadas en vertederos para evitar la contaminación del suelo y de fuentes de agua.

#### 5.2.3.2. Módulos fotovoltaicos

Las células solares pueden contener telururo de cadmio (CdTe), arseniuro de galio (GaAs) u otros componentes tóxicos para la salud humana y el medioambiente. Por ejemplo, el CdTe es un compuesto inflamable, que no se disuelve en el agua y que es tóxico si se ingiere. No presenta problemas cuando está encapsulado en la célula fotovoltaica pero sí puede contaminar el suelo o el agua por lixiviación si el panel se rompe o daña. En el caso de rotura o daño de un panel solar, o al final del ciclo de vida del mismo, será necesario empaquetarlo adecuadamente para evitar la contaminación del entorno antes de su recogida.

#### 5.2.3.3. Generador diésel

El generador diésel de respaldo contiene aceites y combustible nocivos para el medioambiente en caso de fuga o derrame, y que suponen un alto riesgo de incendio. La operación del sistema requiere atención para no derramar combustible o aceite y un proceso de drenado adecuado al retirarse. Además, es recomendable que se instale dentro de un área impermeable para evitar derrames de combustible durante su operación.

Además de estos riesgos, la generación de residuos durante la operación de la planta híbrida es mínima.

## 6. Recomendaciones adicionales

### 6.1. Energy Daily Allowance (EDA)

El *Energy Daily Allowance* (EDA) es un concepto desarrollado por TTA con un algoritmo de control asociado patentado.

Tradicionalmente en las redes eléctricas los clientes pagan por unidades de energía consumidas (kWh). Sin embargo, en electrificación con energías renovables y en especial en el caso de microrredes, un aspecto clave es la limitación de energía disponible (además de la capacidad).

Por eso se considera que las tarifas deben reflejar este concepto. Por ello se desarrolló el concepto de tarifa basada en la Energía Diaria a Disposición (similar a “igualada” de acceso ≠ prepago). El uso de una tarifa asociada a EDA permite una planificación financiera más fácil y clara para el operador y para el cliente a la vez que permite una reducción de costes de transacción.

**Tabla 21. Modos de operación del contador en función del estado del sistema bajo algoritmo EDA.**

Modo	Descripción	Factor	Activación
<b>Normal</b>	EDA y potencia según valores nominales	1	Energía en la planta dentro el rango normal
<b>Bonificación</b>	Precio instantáneo de la energía consumida es inferior al “normal”	0,5	Controlador de carga FV regulando
<b>Restricción</b>	Precio instantáneo de la energía consumida es superior al “normal”	2	Nivel de carga de batería bajo
<b>Limitación de Potencia</b>	Potencia máxima permitida reducida	0,8	Potencia del ondulator excede los niveles máximos configurados

Se recomienda discutir la posibilidad de integrar este algoritmo de control en las futuras microrredes piloto para facilitar la operación de estas. Contadores eléctricos inteligentes permiten la introducción de algoritmos de este tipo.

### 6.2. Gestión de la Demanda

Al trabajar con las futuras plantas solares, se recomienda no solo centrar esfuerzos en el lado de la generación sino también en el lado de la demanda. Una red puede tener un generador basado en fuentes de tipo renovable pero eso no asegura que el uso de la energía por parte de los usuarios se haga de forma racional. Así pues, para que el sistema sea sostenible en su conjunto además de facilitar la generación de energía a partir de energía solar se recomienda tomar medidas para racionalizar la demanda. Estas incluirían no solo medidas de eficiencia energética en la distribución o en el consumo, si no medidas de concienciación de los usuarios.

## Anexo 1 – Planos de emplazamiento de FV y líneas de distribución

